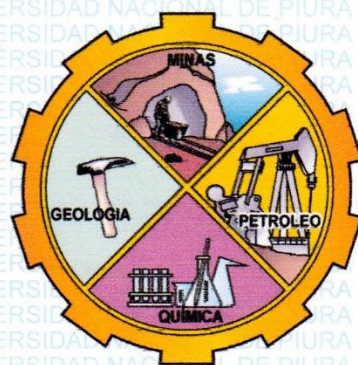


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**



**TESIS**

**“APLICACIÓN DE UN ESQUEMA DE EVALUACIÓN DE  
PRODUCTIVIDAD A POZOS CON PROBLEMAS EN  
CONDICIONES DE FLUJO EN EL LOTE VI”**

**Presentada Por:**

**Bach. CRISTIAN RICARDO MERINO VEGA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN**

**APROVECHAMIENTO Y DESARROLLO SOSTENIBLE  
DE LOS RECURSOS NATURALES  
Y MEDIO AMBIENTE**

**PIURA - PERÚ  
AÑO 2019**




## DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS

Yo, Merino Vega Cristian Ricardo identificado con DNI N° 72571077, Bachiller de la Escuela Profesional Ingeniería de Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de Minas y domiciliado en Avenida Richard Cushing Mz. "F" Lote 12 José Olaya, del Distrito de Piura, Provincia de Piura, Departamento de Piura Celular 973451119  
Email: [cristian.merino.v@gmail.com](mailto:cristian.merino.v@gmail.com)

**DECLARO BAJO JURAMENTO:** que la tesis que presento es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el Art. 32° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente.

Piura, Junio de 2019.



Cristian Ricardo Merino Vega  
DNI N° 72571077

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración en relación con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años.

Artículo 4. Inciso 4.12 del Reglamento del registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales –RENATI Resolución de Consejo Directivo N° 033-2016-SUNEDU/CD

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**



**TESIS**

**“APLICACIÓN DE UN ESQUEMA DE EVALUCIÓN DE  
PRODUCTIVIDAD A POZOS CON PROBLEMAS EN  
CONDICIONES DE FLUJO EN EL LOTE VI”**

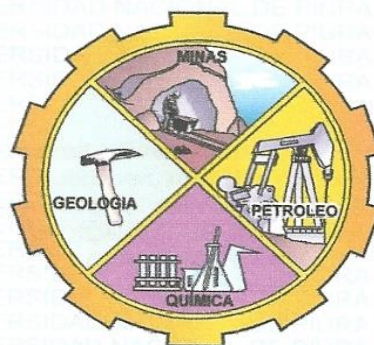
**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Bach. CRISTIAN RICARDO MERINO VEGA  
EJECUTOR**

**ING. PERCY MANUEL VALENZUELA PELAYO  
ASESOR**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**



**TESIS**

**“APLICACIÓN DE UN ESQUEMA DE EVALUCIÓN DE  
PRODUCTIVIDAD A POZOS CON PROBLEMAS EN  
CONDICIONES DE FLUJO EN EL LOTE VI”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

**DR.ING. WILMER AREVALO NIMA**  
**PRESIDENTE**

**ING. AQUILES PORTAL TAFUR**  
**SECRETARIO**

**ING. DANIEL VELÁSQUEZ VARELA**  
**VOCAL**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**  
**DECANATO**

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS**

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 273-CF-2019, de fecha tres de abril de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día lunes trece de mayo de dos mil diecinueve, a horas 11:00 a.m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "APLICACIÓN DE UN ESQUEMA DE EVALUACIÓN DE PRODUCTIVIDAD A POZOS CON PROBLEMAS EN CONDICIONES DE FLUJO EN EL LOTE VI", conducida por el Señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **MERINO VEGA CRISTIAN RICARDO**, cuenta con el asesoramiento del Ing° **Percy Valenzuela Pelayo**. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:

DESAPROBADO	A P R O B A D O			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	<u>          X          </u>	<u>                    </u>	<u>                    </u>	<u>                    </u>

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

**DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA**  
Presidente del jurado calificador

Piura, 13 de mayo de 2019.

**ING° AQUILES PORTAL TAFUR**  
Secretario del jurado calificador

**ING° DANIEL VELÁSQUEZ VARELA**  
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.



## **DEDICATORIA**

Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Mi padres Cesar Merino y Genoveva Vega, por darme la vida, quererme mucho, creer en mí y porque siempre me apoyaron. Padres gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto te lo debo a ti.

Mis abuelos Celia Ruiz (QEPD), Oswaldo Merino (QEPD) y Manuel Vega (QEPD), por haberle inculcado los valores necesarios para que mis padres crecieran como personas de bien y que siempre apoyaran a sus hijos por más difícil que estén las situaciones.

Mi hermano Cesar Merino, por estar conmigo y apoyarme siempre, lo quiero mucho. Además sin ser menos importantes agradecer a los Ingenieros de la Universidad, a amigos de años, a mis amigos y compañeros de universidad con los cuales hemos pasado diversas situaciones, amanecidas entre otras cosas para lograr concluir de manera satisfactoria la carrera universitaria.

Gracias a todos los mencionados por ser el apoyo moral que me ayudo a concluir y cumplir mis metas.

## **AGRADECIMIENTO**

El presente trabajo investigativo lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mis padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. Ha sido el orgullo y el privilegio de ser su hijo, son los mejores padres.

A mi hermano por estar siempre presente, acompañándome y por el apoyo moral, que me brindaron a lo largo de esta etapa de mi vida.

A todas las personas que me han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

***CRISTIAN MERINO***

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**Bach. CRISTIAN RICARDO MERINO VEGA**

**"APLICACIÓN DE UN ESQUEMA DE EVALUACIÓN DE PRODUCTIVIDAD A  
POZOS CON PROBLEMAS EN CONDICIONES DE FLUJO EN EL LOTE VI"**

**RESUMEN**

En el presente proyecto se aplicará un esquema de evaluación integral para poder mejorar la producción de los pozos del Lote VI que presenten problemas con caída de producción drástica. En este proceso, se realizará un estudio concreto respecto a los problemas los cuales pueden varias dependiendo sea el caso, ya sea por problemas con el gas dentro del pozo; problemas con las bombas o incluso daños en la formación, sus efectos negativos serán identificados rápidamente, las posibles soluciones que se presentaran al momento de concluir con tales estudios. Después de tener la solución exacta para este problema se aplicarán mejoras entre las cuales están incluidas los métodos de estimulación ya conocidos los cuales comprenden desde Fracturamiento Hidráulico, Acidificación y las mediciones físicas que posteriormente nos permitirán elegir la optimización como método de mejora de producción.

Cuando se haya concluido la aplicación de estas mejoras dentro del pozo podremos observar una mejora en la producción, en los ingresos e incluso en la rentabilidad de la empresa, obteniendo un Valor Actual Neto (VAN) en el año "0" con un interés del 23 por ciento(23%) de aproximadamente 14.5 millones de dólares, y a su vez se obtuvo una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 129 por ciento(129%), podemos identificar que siendo la Tasa Interna de Retorno mayor al Interés del Valor Actual Neto con lo cual definiremos el proyecto como RENTABLE en su totalidad.

**Palabras Clave:** Productividad, Flujo, Producción Drástica, Fracturación Hidráulico, Acidificación.



**NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA**  
**FACULTY OF MINING ENGINEERING**  
**PROFESSIONAL OIL ENGINEERING SCHOOL**

**Bach. CRISTIAN RICARDO MERINO VEGA**

**"APPLICATION OF A PRODUCTIVITY EVALUATION SCHEME TO WELLS WITH  
PROBLEMS IN FLOW CONDITIONS IN LOT VI"**

**ABSTRACT**

In the present project, an integral evaluation scheme will be applied to improve the production of the wells of Block VI that present problems with drastic production fall. In this process, a specific study will be carried out regarding the problems, which may vary depending on the case, either due to problems with the gas inside the well; problems with the pumps or even damage to the formation, its negative effects will be identified quickly, the possible solutions that will be presented at the moment of concluding with such studies. After having the exact solution for this problem, improvements will be applied, including the already known stimulation methods which include Hydraulic Fracturing, Acidification and physical measurements that will allow us to choose optimization as a method of production improvement.

When the application of these improvements has been completed within the well we can observe an improvement in the production, in the income and even in the profitability of the company, obtaining a Net Present Value (NPV) in the year "0" with an interest of 23 percent (23%) of approximately 14.5 million of dollars, and in turn an Internal Rate of Return (IRR) of 129 percent (129%) was obtained. We can identify that the Internal Rate of Return is greater than the Interest of the Net Present Value. With which we will define the project as PROFITABLE in its entirety.

**Keywords:** Productivity, Flow, Drastic Production, Hydraulic Fracturing, Acidification.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I: ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>2</b>
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	2
1.2. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.3. OBJETIVOS .....	3
1.3.1. Objetivo general .....	3
1.3.2. Objetivos Específicos .....	3
1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.6. VARIABLES DE LA HIPÓTESIS .....	3
1.6.1. Variables dependientes .....	3
1.6.2. Variables independientes .....	3
 <b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	 <b>4</b>
2.1. ANTECEDENTES.....	4
2.2. BASES TEÓRICAS.....	4
2.1.1 Conceptos y definiciones básicas de productividad de pozos .....	4
2.1.2 Sistema Integral de Producción .....	4
2.1.3 Daño a la formación .....	22
2.1.4 Causas del daño a la formación .....	22
2.1.5 Tipos de daño presentados en la formación productiva.....	23
2.1.6 Fracturamiento de formaciones productivas.....	26
2.1.7 Estados de flujo existente en los reservorios .....	27
 <b>CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....</b>	 <b>30</b>
3.1 ENFOQUE Y DISEÑO.....	30
3.2. SUJETO DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS .....	30
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS .....	30
3.5. ASPECTOS ÉTICOS .....	30
3.6. DESARROLLO DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD .....	31
3.6.1 Introducción.....	32
3.6.2 Lote VI - cuenca Talara .....	32
3.6.3 Estratigrafía .....	32
3.6.4 Beneficios del proceso integral de productividad.....	34



3.6.5 Proceso de implementación.....	35
3.7 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS .....	36
3.7.1 Secciones estructurales .....	36
3.7.2 Propiedades petrofísicas .....	36
3.7.3 Núcleos de formación.....	40
3.7.4 Registros eléctricos en pozos petroleros.....	40
3.7.5 Ingeniería de reservorios .....	42
3.7.6 Análisis de pruebas de presión .....	43
3.7.7 Tipo de prueba de caudal variable .....	43
3.7.8 Análisis PVT .....	45
3.7.9 Separación instantánea o flash: Separación a masa y composición constante. ....	45
3.7.10 Separación diferencial: Separación a masa y composición variable .....	45
3.7.11 Tipos de registradores de presión de fondo.....	45
3.7.12 El objetivo de las pruebas de presión .....	45
3.7.13 Tipos de pruebas de presión .....	46
3.7.14 Registros de producción .....	46
3.7.15 Diseño e instalación de pozos.....	46
3.7.16 Operación de servicio a pozos .....	48
3.7.17 Alteración de la formación .....	50
3.8. EVALUACIÓN, ANÁLISIS Y SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS CON DISMINUCIÓN DE FLUJO EN EL LOTE VI .....	51
3.8.1 Problemas del régimen de extracción.....	51
3.8.2 Mejora de la producción por estimulación (Baleo, fracturamiento y acidificación) .	52
3.8.3 Estimulación por fracturamiento hidráulico .....	52
3.8.4 Mejora de la producción por medio de la acidificación .....	53
<b>CAPITULO IV: DISCUSIÓN Y RESULTADOS.....</b>	<b>55</b>
4.1. DISCUSIÓN .....	55
4.1.1. Egresos .....	55
4.1.2. Ingresos .....	55
4.1.3. Calculo de rentabilidad.....	55
4.2. RESULTADOS.....	56
4.2.1. Análisis y discusión de resultados.....	56
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>57</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>58</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>59</b>

## INTRODUCCIÓN

El tiempo de producción de más de 40 años de los reservorios del lote VI han determinado la caída natural de la energía, la evaluación mediante restauración de presión y registros de niveles de fluido a los pozos nos permite determinar el índice de productividad. La disminución abrupta del caudal en los pozos se puede deber a la presencia de problemas en el reservorio, deficiencias en los sistemas de levantamiento artificial, la interferencia del gas al desplazamiento de los líquidos, inadecuado diseño del sistema de levantamiento, presencia de incrustaciones, etc.

La identificación oportuna de dichos problemas ayudará a proponer alternativas capaces de combatir las restricciones existentes en el pozo, para poder incrementar la producción de petróleo.

Para fundamentar este trabajo se recopila información sobre el concepto de un Esquema Integral de Productividad, para su aplicación en los pozos petroleros con problemas en condiciones de flujo, lo cual tiene como objetivo principal optimizar la explotación de los yacimientos, prolongar la vida útil de los pozos e incrementar el factor de recuperación del petróleo con una inversión mínima.

El esquema integral de productividad consiste en la jerarquización, recopilación, validación de la información, identificación del problema, planteamiento de solución, evaluación de la solución y la documentación y difusión de los resultados obtenidos.

La implementación del esquema y la ejecución adecuada de cada uno de los procesos involucrados permitirá el logro del objetivo que es la prolongación de la vida útil del pozo, así como el incremento del factor de recuperación y la mejora de la rentabilidad de la empresa.

El esquema integral de productividad se aplicará a los pozos del lote VI con caída brusca en su producción para ello se realizará la recopilación de información para posteriormente validarla e identificar.



## **CAPITULO I**

### **ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA**

#### **1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA**

Hace más de 30 años se viene explotando este lote, cuenta con 830 pozos productivos, 230 producen con unidades de bombeo mecánico, 600 producen por swab; existe más de 2,000 pozos abandonados temporalmente; la producción total promedia diaria fiscalizada al 01 de febrero del 2019 es de 1950 barriles de petróleo por día, 490 barriles de agua, 2.14MM (scf/d) pies cúbicos de gas por día.

Las principales arenas productivas de este campo son el Pariñas superior, Pariñas inferior, Mogollón, Helico, Ostrea.

El mecanismo de desplazamiento de los fluidos dentro del reservorio es de gas en solución, capa de gas, expulsión capilar y drenaje gravitacional o la combinación de alguna de ellas, la producción de los 230 pozos por bombeo mecánico tienen como problemas cotidiano la interferencia por gas, bloqueo por gas, el golpe de bomba, golpe de fluido, problemas en las válvulas, barril colapsado, presencia de incrustaciones en las válvulas, desbalance en la unidad de superficie, unidades sobre dimensionadas o sub dimensionadas, problemas de torque en la caja reductora, incremento del corte de agua, daño en la formación productiva, etc. Estos problemas producen una disminución considerable de la producción diaria, generando una sub explotación del reservorio, disminución de la vida útil de las unidades de bombeo mecánico por falta de prevención a los problemas mencionados.

Los estudios del área de ingeniería de reservorios de la mayoría de empresas con reservorios con mecanismos de desplazamiento de fluidos de gas en solución están comprendidos dentro del factor de recuperación de (5-35) % de las reservas recuperables, siendo el factor de recuperación del lote VI del 12% se tiene aproximadamente un 23% de reservas recuperables en etapa primaria con posibilidad de extracción, para ello se requiere la evaluación de los pozos con caída de producción considerable que es el motivo de este trabajo mediante el diagnostico de fallas en subsuelo y en superficie del sistema de extracción, adicionalmente asistir al sistema de extracción con otras herramientas o equipos, nuevos métodos de producción que permitan la maximización de la recuperación de petróleo, estudios actualizados sobre caracterización de los reservorios del área y una buena ingeniería de producción con un seguimiento continuo de cada pozo que permita diagnosticar y solucionar los problemas en forma oportuna y eficiente.

#### **Preguntas de Investigación**

- ¿Cuál sería el costo de mejorar la productividad de los pozos en el lote VI?
- ¿Qué experiencias existen sobre asimilar y transferir las mejores prácticas mediante el concepto de aprender haciendo?
- ¿Qué trabajos serían los más beneficiosos para maximizar la productividad de los pozos en el lote VI?
- ¿Qué beneficios se obtendría por la mejora de la productividad de los pozos en el lote?

#### **1.2. JUSTIFICACIÓN**

La Empresa Sapet Develomet sucursal Perú S.A. en su condición de operador del lote VI busca permanentemente mejorar las condiciones de explotación de su campo, respetando los lineamientos gubernamentales y propios para la preservación del medio ambiente y mejora de la producción del campo. Sin embargo, en los últimos años hubo una paralización en la perforación de pozos de desarrollo y reacondicionamiento de pozos lo que ocasionó una caída continua de la producción del campo y una pérdida en los ingresos económicos para la empresa.

Con los cambios en la administración gerencial de la empresa y la renegociación del contrato de explotación por quince años más obliga a la empresa a perforar nueve pozos de desarrollo al año, la empresa tiene proyectos de reactivación de pozos ATA y perforación de pozos de desarrollo adicionales a los obligados por contrato más los exigidos por el contrato, la ejecución de los proyectos está dando buenos resultados por el aumento significativo de su producción diaria lo se verá mejorado con la ejecución del Esquema Integral de Productividad.

### **1.3. OBJETIVOS**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Establecer la mejora de la productividad de los pozos del lote VI, con caída brusca en su producción mediante una identificación oportuna del problema y su solución generando una mejora continua.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Establecer oportunidades para la mejorar la producción de petróleo a corto y mediano plazo.
- Identificar los problemas más frecuentes que producen la caída brusca de la producción diaria de los pozos del lote VI
- Implementar el Esquema Integral de Productividad en el lote VI para mejorar la productividad de los pozos con caída brusca en su producción.
- Determinar la rentabilidad que puede generar la aplicación del Esquema Integral de Productividad en el lote VI.

### **1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN**

La mejora de la productividad de los pozos del lote VI incrementará el factor de recuperación de petróleo, con una mínima inversión y bajos costos operativos.

### **1.6. VARIABLES DE LA HIPÓTESIS**

#### **1.6.1. Variables dependientes**

Caudal, reservas, factor de recuperación, equipos

#### **1.6.2. Variables independientes**

Reservorio, Pozos.



## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. ANTECEDENTES**

Masa panta Reasco , Urieta Patricio, , Marzo 2013, Universidad Central del Ecuador, realizo el trabajo de tesis de grado “Optimización de la producción mediante cambios de sistema de extracción a cavidades progresivas, plunger lift, en pozos con baja productividad, alta producción de gas y problemas mecánicos en el Bloque Bermejo”, El trabajo objeto de este estudio, plantea y analiza la alternativa de optimizar el sistema de producción del campo bermejo mediante el cambio del sistema de levantamiento artificial PCP, PL, LRP para pozos con alta producción de gas, baja productividad .

Juan Carlos Sandoval Tamayo, Mayo 2013, Universidad Autónoma de México, realizo el trabajo de tesis de grado “metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros” el objeto de estudio es describir una metodología que facilite el análisis de pozos con oportunidades de optimización de producción dentro de un campo petrolero.

#### **2.2. BASES TEÓRICAS**

##### **2.1.1 Conceptos y definiciones básicas de productividad de pozos.**

La caracterización del reservorio y el conocimiento de las propiedades de los fluidos permiten determinar la capacidad productiva de un pozo, el potencial del pozo está asociado al caudal máximo que aportaría el pozo si se le impusieran condiciones ideales. Si la producción del pozo no es lo esperado, las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado.

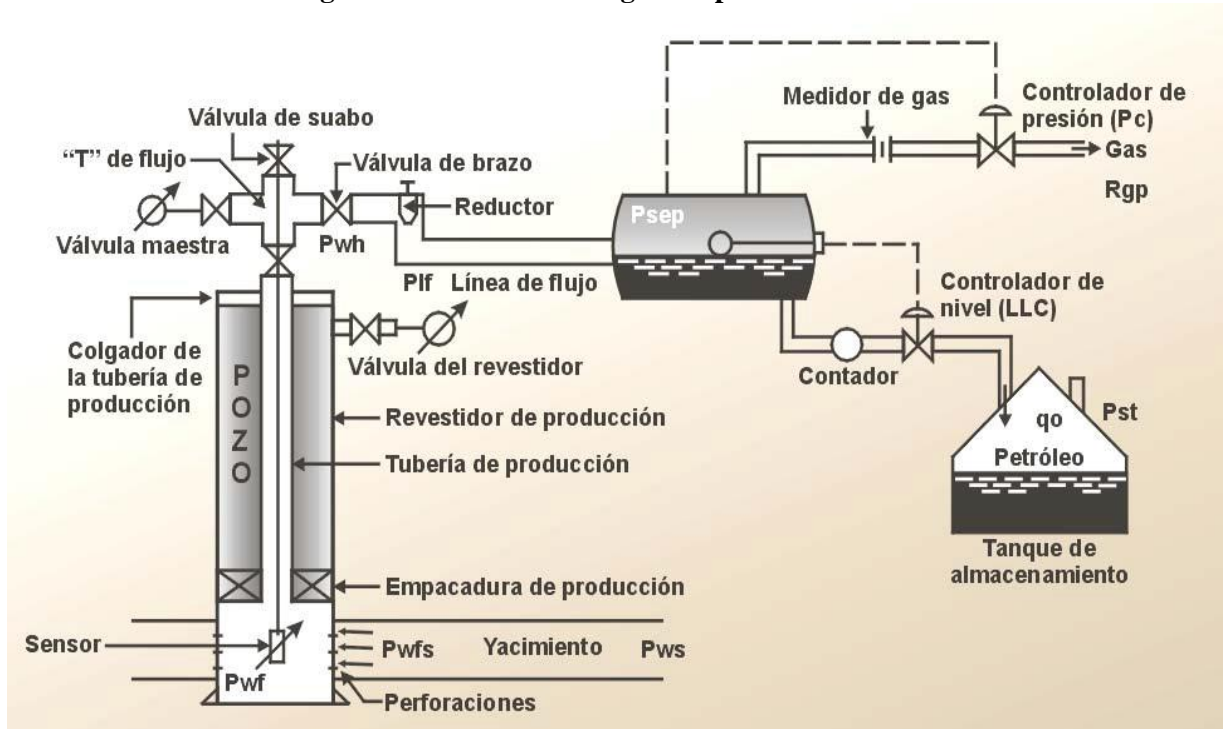
El problema asociado a una baja productividad del pozo es deben al daño en el reservorio, características de los fluidos contenidos, sistemas de levantamiento, incrustaciones.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia.

##### **2.1.2 Sistema Integral de Producción**

Un sistema integral de producción es un conjunto de elementos capaces de transportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie, separar sus componentes aceite, gas y agua, para finalmente enviarlos a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

**Figura N° 2.1 Sistema integral de producción**

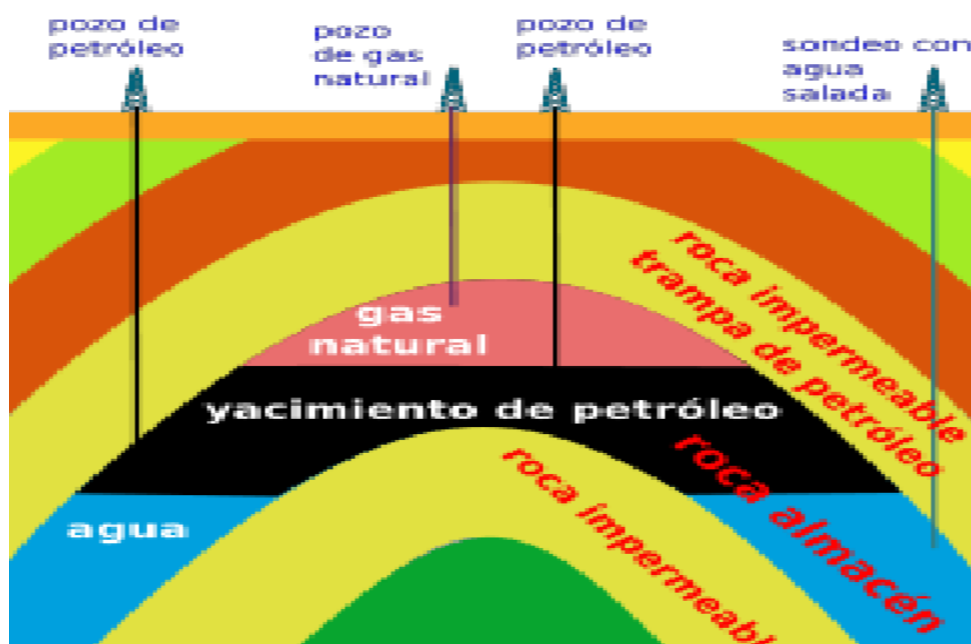


Para tener un mejor conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción se debe conocer los componentes que lo integran.

#### 2.1.2.1 Reservorio o yacimiento

Un yacimiento depósito o reservorio petrolífero es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

**Figura N° 2.2 Yacimiento petrolífero en producción**



### 2.1.2.2 Pozo petrolero

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Es una perforación efectuada desde superficie al subsuelo con brocas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos.

**Figura N° 2.3 Pozo petrolero**



### 2.1.2.3 Tubería de producción

La Tubería de Producción es el conducto principal para transportar los fluidos producidos por el pozo. La metalurgia de la tubería está en función a la agresividad de los fluidos producidos por el pozo como la corrosión.

La tubería se clasifica por tamaño (diámetro externo e interno, diámetro externo e interno de la rosca de unión de la tubería, peso; lbs/pie) y grados tales como J-55, N-80, P-110, etc. La tubería de producción puede estar hecha de materiales exóticos para soportar las presiones, velocidades y corrosividad producida por el pozo y el entorno del pozo. Se puede aplicar un revestimiento interno como protección contra la corrosión.

**Figura N° 2.4 Tubería de producción**



#### 2.1.2.3.1 Funciones de la tubería de producción

- Lavar pozos.
- Colocar tapones cemento.
- Inyectar ácido a los pozos.
- Correr y anclar empacaduras.
- Inyectar vapor.

#### 2.1.2.3.2 Diámetro de la tubería

La tubería también viene disponible en una variedad de rangos de OD.

- Los más comunes: 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2", 4-1/2", 5.0", 5-1/2", 6-5/8", 7", 9-5/8", 10-3/4".
- Las Fallas de tubería son muy comunes en algunos lugares (ej. Mar del Norte).
- API define tubería de producción los tamaños de 1" a 4-1/2" de OD.
- Las tuberías de casing con O.D de 4-1/2 a 20"

#### 2.1.2.3.3 Grados API

Mayormente las tuberías son fabricadas de acuerdo a las normas y especificaciones API por consiguiente, deben ser sometidas a un gran número de pruebas y Revisiones antes de su distribución e instalación.

Los Grados de Aceros estandarizados para las tuberías API son: J-55, C-75, L-80, C-95, N-80, P-105 y V-150.

Grados C-75, L-80 y C-95 se utilizan para servicios de H<sub>2</sub>S donde se requieren resistencia a esfuerzos superiores a las de J-55.

**Nota: L-80 puede ser material 4130/4140 LHT, 9Cr LHT, o material 13Cr.**

**Figura N° 2.5 Tipos de hilo de la tubería de producción**



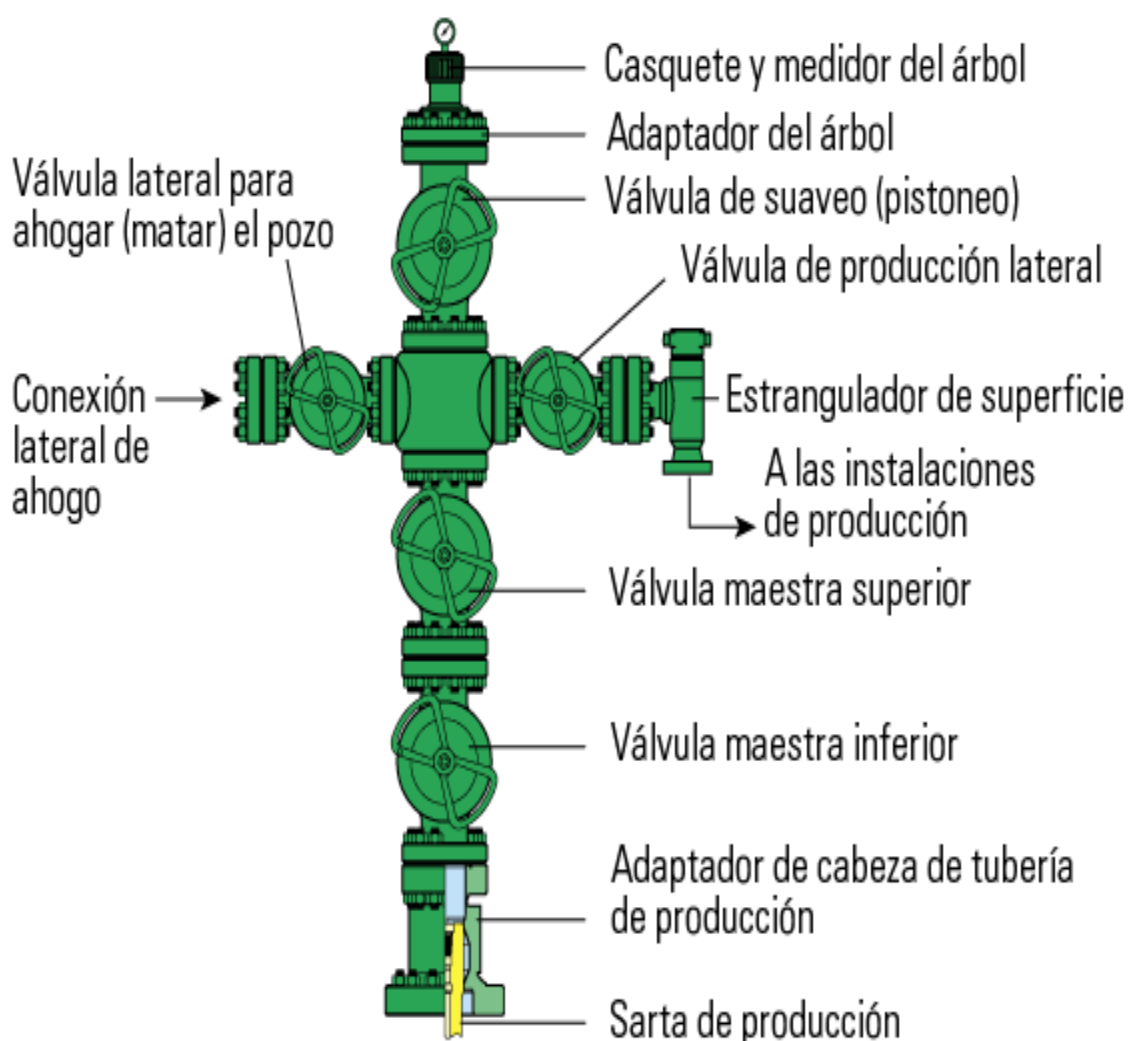


#### 2.1.2.4 Estrangulador

Un dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo. Los estranguladores se encuentran disponibles en diversas configuraciones tanto para modos de operación fijos como ajustables (regulables).

Los estranguladores ajustables (regulables) permiten modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos para adecuarlos a los requerimientos del proceso o la producción. Los estranguladores fijos no ofrecen esta flexibilidad, si bien son más resistentes a la erosión en condiciones prolongadas de operación o producción de fluidos abrasivos.

**Figura N° 2.6 Estrangulador**



#### 2.1.2.5 Separador

El separador como su nombre lo indica, es un equipo utilizado para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad en separadores de dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

**Figura N° 2.7 Separador de producción**



#### **2.1.2.6 Tanque de almacenamiento**

Es un recipiente de gran capacidad capaz de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o buque-tanque utilizado en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 1,000 hasta 500,000 barriles. Pueden ser de techo fijo y flotante.

**Figura N° 2.8 Tanque de almacenamiento**



### 2.1.2.7 Desplazamiento de los fluidos del yacimiento al pozo

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ( $P_y - P_{WF}$ ).

La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión ( $dp/dy$ ), e inversamente proporcional a la viscosidad ( $\mu$ ). De esta forma Darcy llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte (dp/dy) \quad (2.1)$$

Wycoff y Muskat (1936) establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca-fluidos.

$$V = - k (dp/dx) / \mu \quad (2.2)$$

$$Q = VA = - kA (dp/dx) / \mu \quad (2.3)$$

#### Donde:

A: Sección transversal del ducto  $Cm^2$

Q = Caudal en  $Cm^3/seg$ .

V = Velocidad  $Cm/seg$ .

K = Permeabilidad absoluta del medio poroso Darcy

$dp/dx$  = Gradiente de presión en dirección del flujo  $Atm/Cm$

$\mu$  = Viscosidad absoluta CP

El signo negativo asociado a la Ec. 2.2 y 2.3, se debe a que si  $dx$  es medido en la dirección de flujo la presión  $p$  declina conforme se incrementa  $x$ .

Esta declinación dará como resultado un valor negativo para  $dp/dx$ , por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad  $V$  sea positiva.

Consideraciones para la validez de la ley de Darcy,

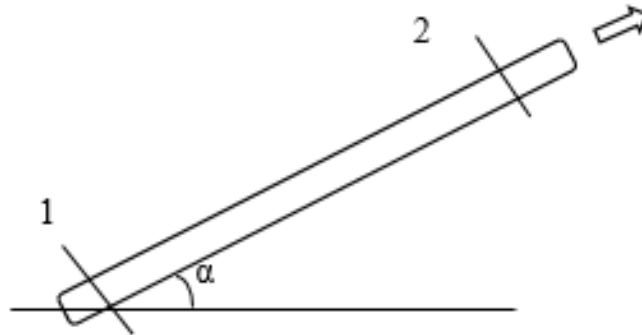
- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

### 2.1.2.8 Flujo en tuberías

Realizado la completación del pozo los fluidos del fondo del pozo se desplazan a superficie por medio de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) mediante flujo monofásico o multifásico hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Razón por la cual es necesario conocer algunos modelos matemáticos que describa el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión existentes a lo largo de la trayectoria de flujo.

De acuerdo con el principio de conservación de la energía en dos puntos de su trayectoria.

**Figura N° 2.9 Sentido de flujo en una tubería**



$$E_1 + W_s - W_f = E_2 \quad (2.4)$$

**Donde:**

$E_1$  = Energía por unidad de masa en el punto 1

$E_2$  = Energía por unidad de masa en el punto 2

$W_s$  = Energía adicional por efecto de una bomba

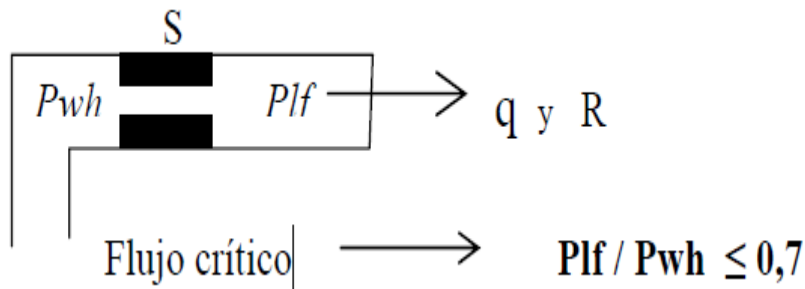
$W_f$  = Pérdida de energía por efecto de fricción

#### 2.1.2.9 Flujo en estranguladores

Cuando el potencial de producción del pozo es alto se usa estranguladores con la finalidad de conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión, además, Aumentar la seguridad del personal de campo al reducir la presión en la superficie, Evitar la conificación de agua y gas, Minimizar la migración de finos, Minimizar la entrada de arena al pozo, Proteger el equipo de superficie de la alta presión, erosión, turbulencia, etc., Mantener flexibilidad en la producción total del campo para acoplarla a la demanda de petróleo impuesta por el mercado internacional.

La existencia de la condición de flujo crítico se manifiesta en superficie cuando la presión aguas abajo del reductor, presión en la línea de flujo,  $P_{lf}$ , sea menor del 70% de la presión aguas arriba, es decir,  $P_{lf}/P_{wh} < 0.7$ , en esta relación las presiones  $P_{lf}$  y  $P_{wh}$  deben expresarse en unidades absolutas de presión, Psia.

**Figura N° 2.10 Parte interna de un estrangulador**





### 2.1.2.10 Comportamiento de afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a una caída de presión en el pozo productor.

Para calcular la caída de presión en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión, debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función del caudal. Para determinar la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor será necesario aplicar y combinar las siguientes ecuaciones

- a) Ecuación de conservación de la masa.
- b) Ecuación de movimiento.
- c) Ecuación de estado.

Evinger y Muskat establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

$$q = \frac{Cte (k_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wfs}}^{p_e} f(p) dp \quad (2.10)$$

Donde:

q = Caudal Bl/D

Cte = 0.00708

Ka = Permeabilidad absoluta (mD)

h = Espesor de la formación

re = Radio de drenaje (Pies)

rw = Radio del pozo (pies)

f(p) = Variable que es función de la presión

Pe = Presión del reservorio (Lb/Pul<sup>2</sup>)

P<sub>wfs</sub> = Presión fluyente en la vecindad del pozo (Lb/Pul<sup>2</sup>)

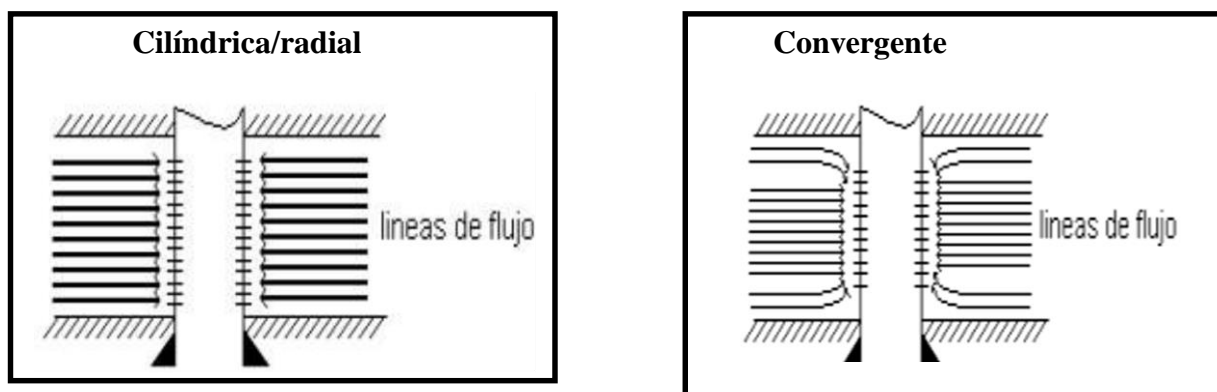
La Ecuación (2.10) es aplicable a movimiento de fluidos en sistemas porosos sin embargo la solución estará en función de las condiciones de frontera, geometría de la formación y tipo de flujo existentes en el sistema.

### 2.1.2.11 Geometrías de flujo

En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las que se indican a continuación:

- Flujo cilíndrico / radial
- Flujo convergente
- Flujo lineal
- Flujo elíptico
- Flujo hemisférico
- Flujo esférico

**Figura N° 2.11 Geometrías de flujo**



Según los autores Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de petróleo y gas.

#### **2.1.2.12 Períodos o regímenes de flujo**

Los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase son flujo transitorio, Pseudoestable, estacionario.

En el flujo estacionario la cual la distribución de presión y el caudal en el yacimiento permanecen constantes con el tiempo, en el flujo transitorio la distribución de presión y el caudal varían con el tiempo y en el flujo pseudo estable la distribución de presión y el caudal se mantienen constantes por periodos de tiempo.

#### **2.1.2.13 Comportamiento de fluidos en yacimientos bajo saturado**

Los yacimientos en condiciones bajo saturado son aquellos cuya presión del reservorio es mayor que la presión de burbuja ( $P_b$ ), a esta condición todo el gas presente está disuelto en el petróleo (yacimiento de aceite y gas disuelto).

#### **2.1.2.14 Índice de productividad a condiciones bajo saturadas**

El índice de productividad es un cociente del caudal entre la diferencia de presión del reservorio ( $P_{ws}$ ) con la presión fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ).

Para la obtención del modelo matemático para el cálculo del índice de productividad ( $J$ ), Vogel se basó en la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un solo fluido incompresible.

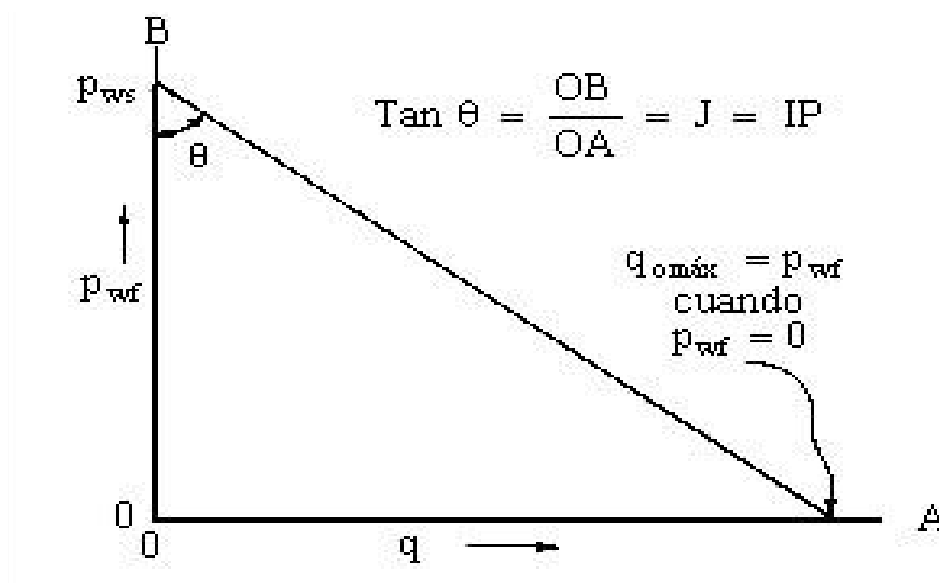
T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), y la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ), a varios caudales. Si la producción de petróleo está en (bl/día) a las condiciones de almacenamiento y la caída de presión está expresado  $\frac{Lb}{Pg^2}$ ,  $J$  se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[ \frac{\frac{bl}{dia} @ c.s}{\frac{lb}{pg}} \right] \quad (2.11)$$

El índice de productividad puede considerarse sin variación para periodos de tiempo considerables en reservorios por empuje hidráulico, siempre que la presión fluyente de fondo sea mayor a la presión de burbuja. En yacimiento con empuje hidráulico muy activo en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) es constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la  $P_{wf}$  es menor que el  $P_b$ , cambia en función de la recuperación acumulada.

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J} \quad (2.12)$$

**Grafico N° 2.1 Presiones Vs caudal**



Del gráfico se observan los siguientes aspectos:

- Cuando  $q_o$  es igual a cero,  $P_{wf}$  es igual a la  $P_{ws}$ .
- Cuando  $P_{wf}$  es igual a cero,  $q_o$  es igual a  $J P_{ws}$ , se tiene un  $q_{omax}$ .

#### 2.1.2.15 Eficiencia de flujo

Durante la perforación y completación del pozo se produce daño a la formación que se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de restauración de presión. El daño a la formación modifica la eficiencia de flujo y afluencia al pozo (Strubhar y Cols, 1972).

La eficiencia de flujo (EF) depende de la variación de las condiciones naturales de la formación.

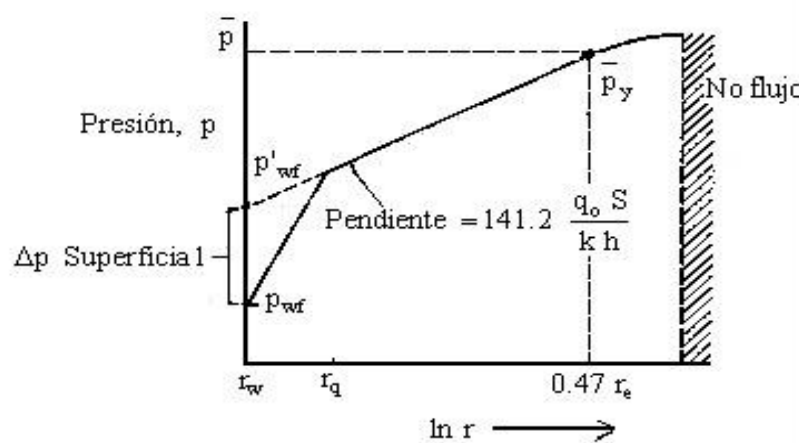
Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el caudal de producción.

Standing (1970) establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir,  $EF \neq 1.0$ . Con base en la Fig. 2.12 Standing (1970) definió la eficiencia de flujo de la siguiente manera:

$$EF = \frac{\text{Caída de presión ideal}}{\text{Caída de presión real}} \quad (2.13)$$

Figura N° 2.20 Perfil de presiones para pozos con daño en reservorios de gas en solución

**Gráfico N° 2.2 Presiones Vs caudal en pozos con daño en la formación**



De la Fig. 2.10, En un pozo sin daño un caudal  $q$  se desplaza a una presión fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ), en un pozo con daño en la formación éste deberá fluir a una presión menor, es decir, con el objeto de producir el mismo gasto. Resultando la ecuación de la siguiente forma:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.14)$$

Craft y Hawkins (1959) mostraron que la presión media del yacimiento en un flujo estable está localizada alrededor del 61% del radio de drenaje. Para flujo pseudo estable la presión media del yacimiento ocurre cerca de la mitad de la distancia del radio externo de drenaje; como se muestra en la fórmula:

$$P(r = 0.472 r_e) = P_{ws} \quad (2.15)$$

**Tabla 2.1 Regímenes de Flujo**

REGIMENES DE FLUJO			
Dimensión	Geometría	Tiempo	Fase
Unidimensional	Lineal	Estacionario ( $\frac{\alpha p}{\alpha t} = 0$ )	Monofásico (una sola fase)
Bidimensional	Radial	Pseudoestacionario ( $\frac{\alpha p}{\alpha t} = \text{Cte.}$ )	Multifásico (bifásico, trifásico)
Tridimensional	Esférico	Transitorio ( $\frac{\alpha p}{\alpha t} = \text{variable}$ )	



Gráfico N° 2.3 Grafica del periodo estacionario

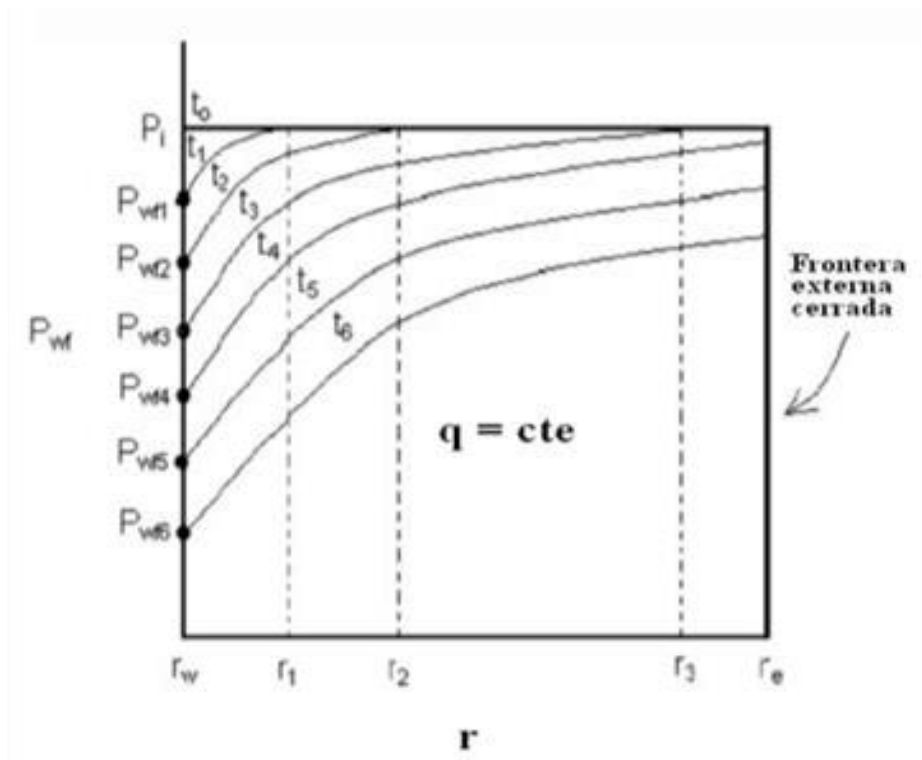
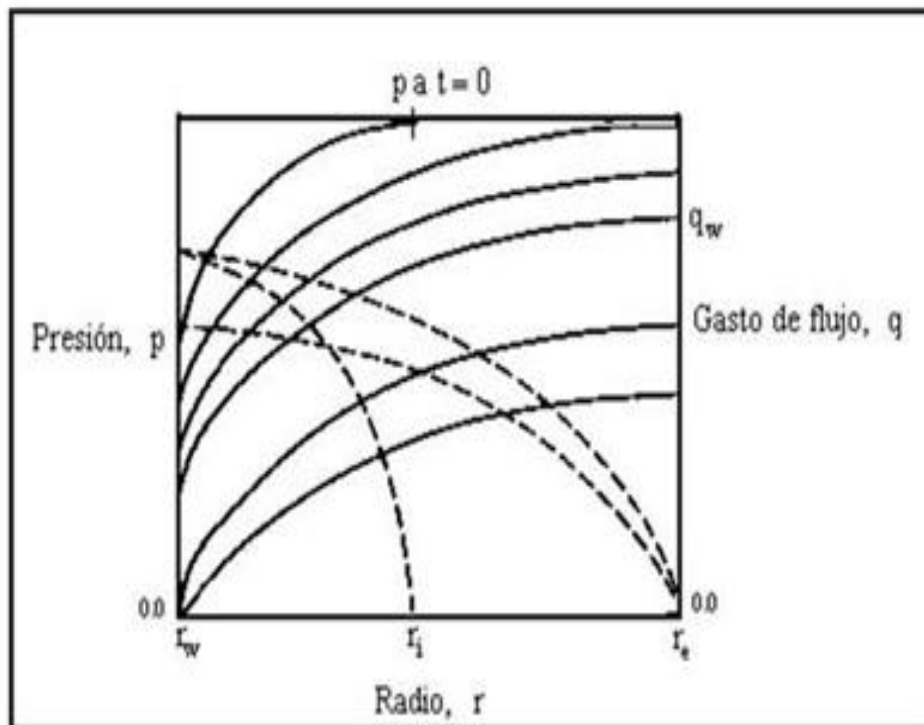
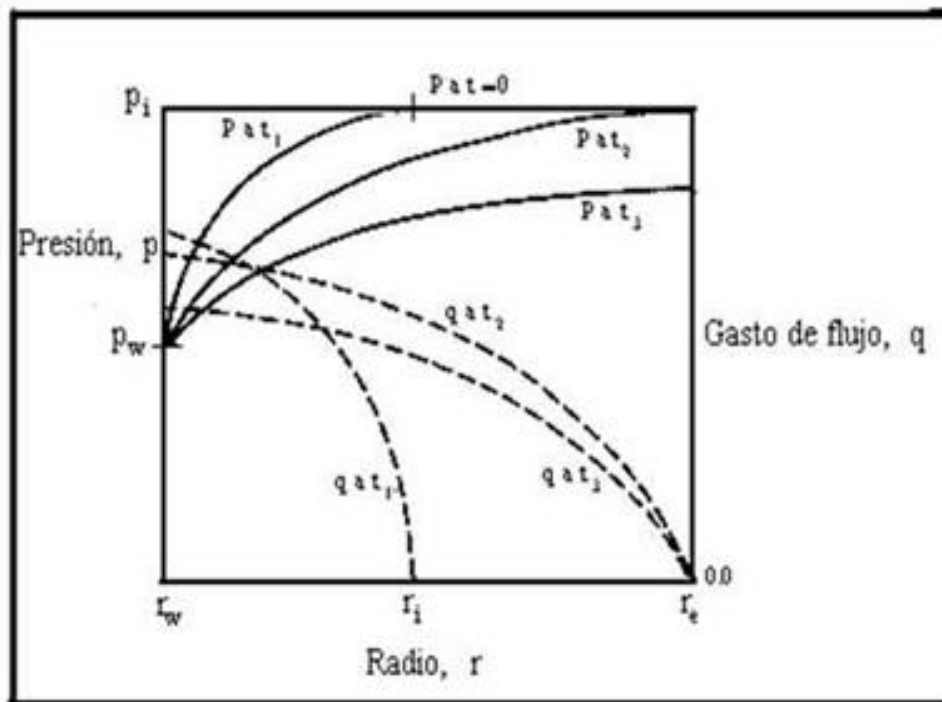


Gráfico N° 2.4 Grafica del Periodo Pseudo estacionario



**Gráfico N° 2.5 Grafica del Periodo del Flujo Variable**



#### 2.1.2.16 Comportamiento en pozos de aceite bajo saturado

Los yacimientos de aceite bajo saturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de burbuja ( $P_b$ ). Por encima de esta presión todo el gas presente está disuelto en el petróleo líquido.

#### 2.1.2.17 Índice de productividad

La productividad de los pozos es una variable que se debe determinar a lo largo de su vida productiva.

La productividad de un pozo es directamente proporcional a la diferencia de presiones del yacimiento y la presión fluente en la pared del pozo. Se conoce como índice de productividad (IP).

#### Para flujo saturado

Si  $q \leq q_b$  ó  $P_{wfs} \geq P_b$ , se cumple:

$$J = q / (P_{ws} - P_{wfs}) \quad (2.16)$$

#### Donde:

- El caudal ( $q$ ) se determina de la prueba a tanque de un flujo estable
- La presión del reservorio ( $P_{ws}$ ) se determina con una prueba de restauración de presión
- La presión fluente en la vecindad del pozo ( $P_{wfs}$ ) con registros de niveles de fluido
- Si se dispone de suficiente información se puede hacer uso de la ecuación de Darcy

$$J = \frac{0,00708 \text{ Ko.h}}{\mu_o B_o [Ln(re / rw) - 0.75 + S]} \quad (2.17)$$

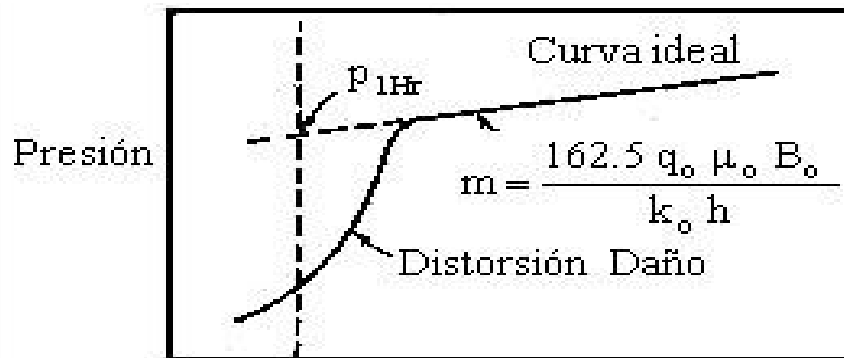
Cuando la presión fluyente en la vecindad del pozo es menor a presión burbuja  $q < q_b$  ó  $P_{wfs} > P_b$ . Ecuaciones

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.18)$$

$$q_b = j (P_{ws} - P_b) \quad (2.19)$$

$$q_{\max} - q_b = \frac{j \cdot p_b}{1.8} \quad (2.20)$$

Gráfico N° 2.6 Método para determinar  $\Delta P$



$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1Hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right]$$

$$\Delta p_{\text{Daño}} = (0.87) (S) (m)$$

Donde:

$$\Delta P_s = 0.87ms$$

Una vez determinado  $\Delta P_s$  la eficiencia de flujo se podrá obtenerse fácilmente.  
Para:

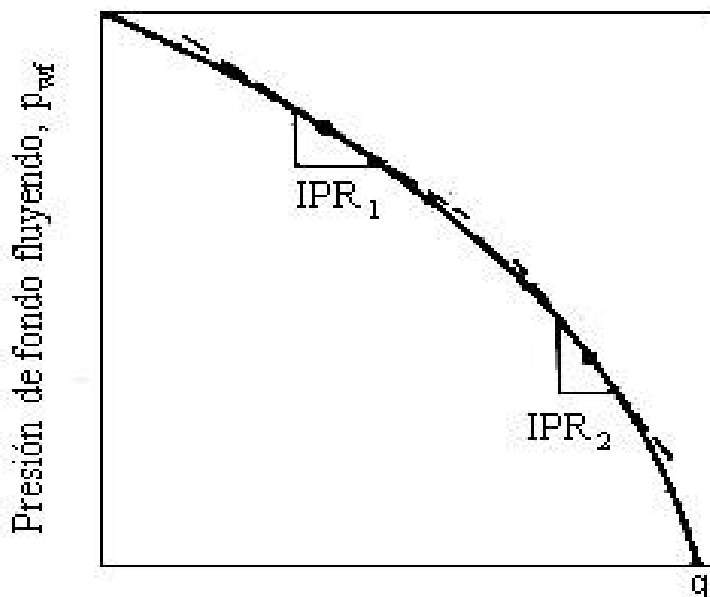
- $EF = 1$  pozo sin daño.
- $EF < 1$  pozo con daño.
- $EF > 1$  pozo estimulado

#### 2.1.2.18 Comportamiento de fluidos en yacimientos saturado

En este tipo de yacimiento la presión fluyente es menor que la presión de burbuja ( $P_{wf} < P_b$ ), existe una disminución constante de la presión permitiendo la liberación de gas en solución como consecuencia la permeabilidad relativa al gas ( $K_{rg}$ ) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite ( $K_{ro}$ ),

el índice de productividad (J) que es función de la permeabilidad disminuye, la relación gas petróleo instantánea (R) aumenta. El Grafico de la IPR en estas condiciones es no lineal.

**Gráfico N° 2.7 Variación del J en yacimientos saturados**



De lo anterior se concluye, para cualquier caudal de producción el índice de productividad (J) cuando  $P_{wf} < P_b$ , será la primera derivada del caudal con respecto a la variación de la presión.

$$J = IPR = - \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (2.21)$$

#### 2.1.2.19 Curvas IPR

En 1968 Vogel planteo la expresión matemática para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas en solución, usando una gráfica normalizada con presiones y caudales adimensionales.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.22)$$

Donde:

$q$  = Caudal en BPD

$q_{max}$  = Caudal máximo ( $P_{wf} = 0$ ) en BPD

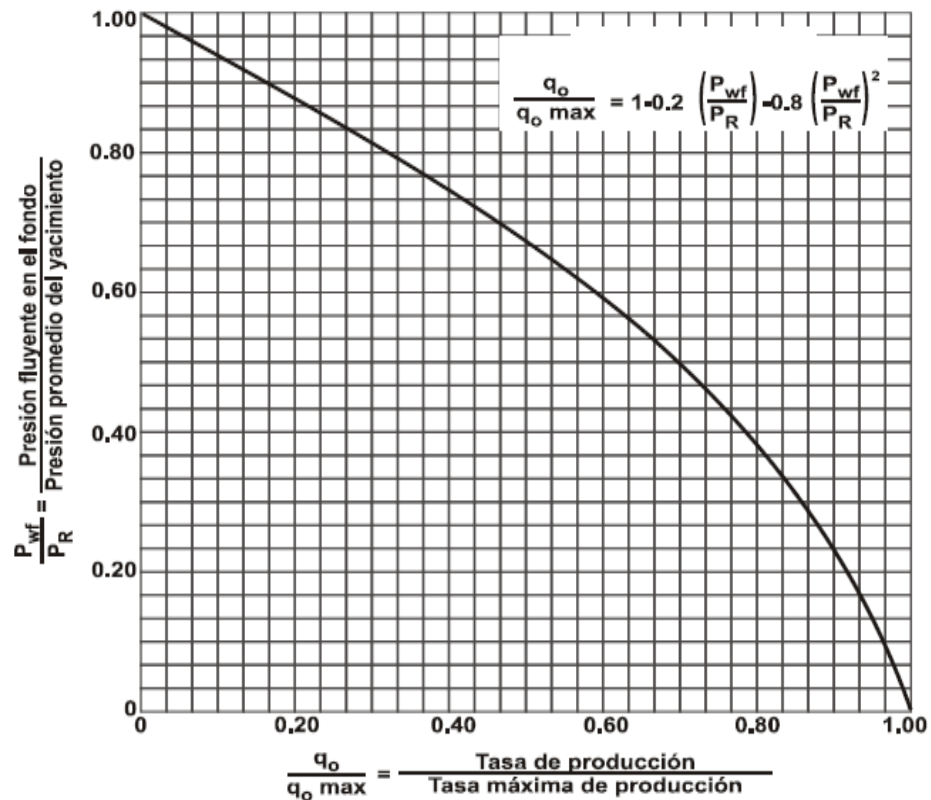
$P_{wf}$  = Presión fluyente de fondo  $\frac{Lb}{pg^2}$

$P_{ws}$  = Presión del reservorio  $\frac{Lb}{pg^2}$

Esta ecuación (2.20) aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo  $EF = 1$ . La representación gráfica de la Ec. 2.20 se puede apreciar en la Fig. N° 2.8



**Gráfico N° 2.8 Curva de afluencia para pozos sin daño en la formación con empuje de gas en solución, EF = 1**



La ecuación 2.20 de Vogel que sólo es aplicable para EF = 1. Fue mejorado por Standing en 1970, planteando la siguiente ecuación:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.23)$$

**Donde:**

$P_{ws}$  = Presión del reservorio  $\frac{Lb}{Pg2}$

$P_{wf}$  = Presión fluyente de fondo con daño  $\frac{Lb}{Pg2}$

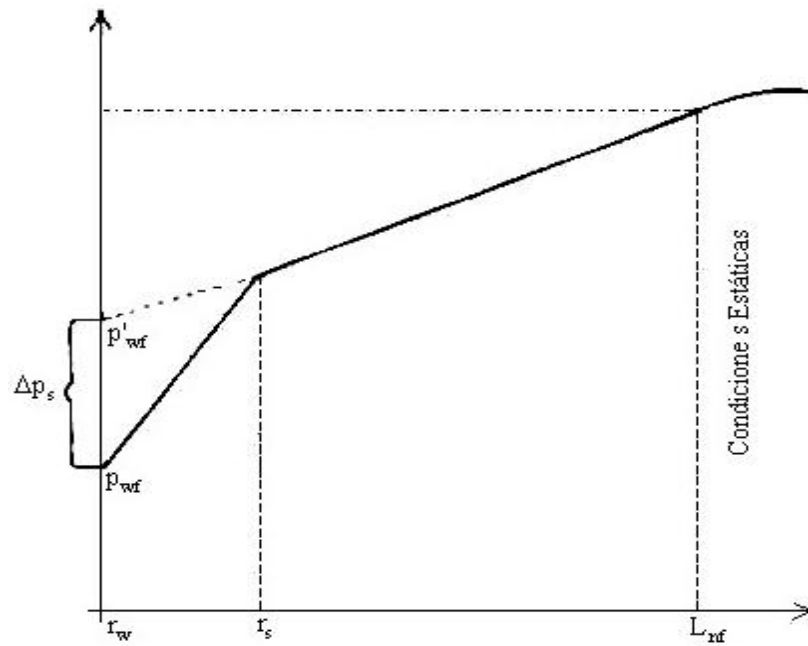
$P''_{ws}$  = Presión fluyente de fondo sin daño  $\frac{Lb}{Pg2}$

Gráfico N° 2.8 muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo.

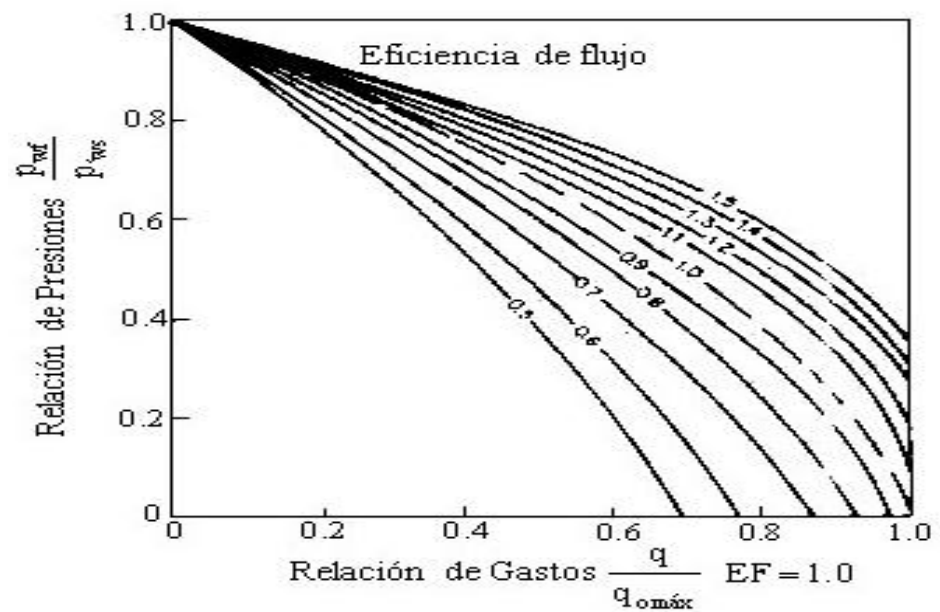
Mientras que en el Gráfico N° 2.9 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El caudal máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- El caudal para cualquier  $P_{wf}$  y diferentes valores de EF.
- La curva de IPR para pozos dañados, estimulados o sin daño.

**Gráfico N° 2.9 Presión de fondo para un pozo con daño en la formación**



**Gráfico N° 2.10 Curvas de afluencia para pozos con EF = 1 con empuje de gas en solución**



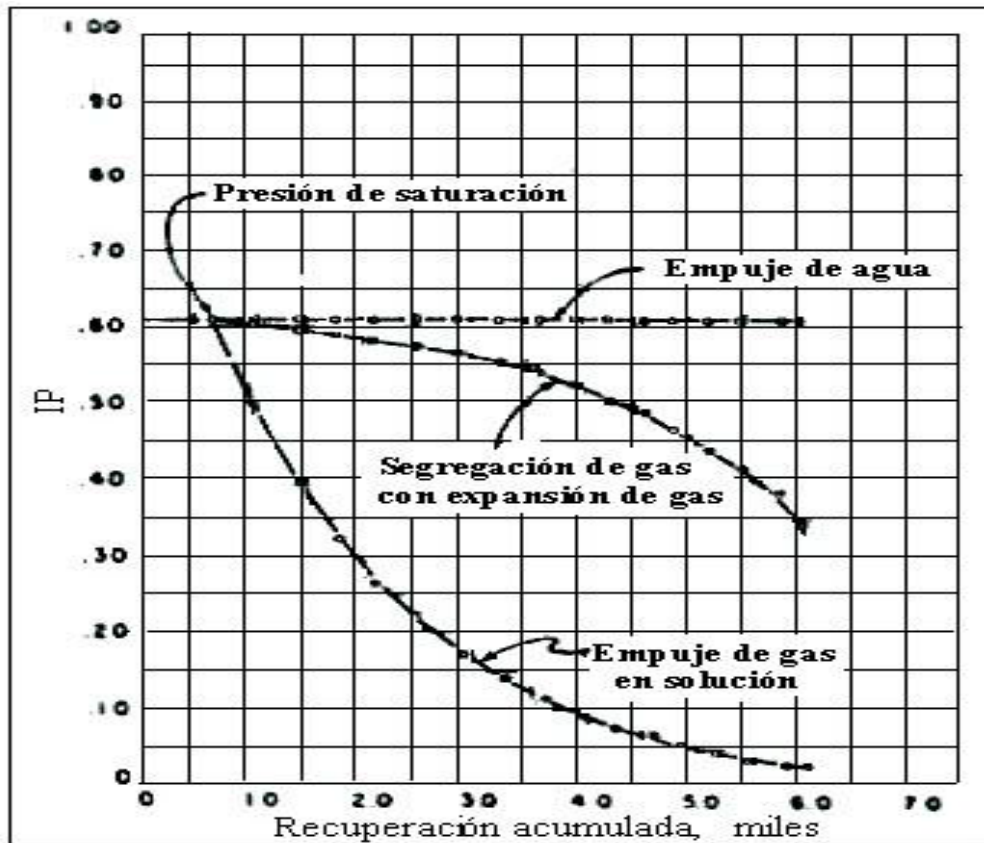
#### 2.1.2.20 Índice de productividad variable

Predecir el comportamiento de afluencia de un pozo productor resulta por demás complicado debido a que la curva de comportamiento de afluencia y el índice de productividad (J) cambian en función del tipo de explotación del yacimiento, la producción acumulada.

Para reservorios con empuje de agua muy activo donde las presiones fluyentes de fondo son mayores a la presión de burbuja ( $P_{wf} > P_b$ ), el índice de productividad no cambia, en reservorios de gas en solución donde las presiones

fluyentes de fondo son mayores a la presión de burbuja ( $P_{wf} < P_b$ ) el índice de productividad cambia  
se puede apreciar en la Fig. 2.23

**Gráfico N° 2.11 Índice de productividad variable (Brown y Beggs, 1977, vol 1).**



### 2.1.3 Daño a la formación

Se define daño a la formación a cualquier alteración que sufre el reservorio produciendo restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, debido a la disminución de la permeabilidad en la vecindad del pozo, penetración de fluidos durante la perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo.

Físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo.

### 2.1.4 Causas del daño a la formación

#### 2.1.4.1 Daño durante la perforación

- Invasión de sólidos del fluido de perforación.
- Invasión de fluidos de perforación.

#### 2.1.4.2 Daño durante la cementación

- Por lechada de cemento.
- Por la cementación forzada.

#### 2.1.4.3 Daños durante la terminación y reparación de pozos

- Daños por baleo.
- Daños por fluidos de terminación.
- Daños en el Gravel Packs.

- Daños durante la producción.
- Daño durante la limpieza del pozo.
- Daño durante el tratamiento con ácido.
- Daño durante el tratamientos y control de agua de formación.

#### **2.1.4.4 Daños durante la inyección de agua a la formación**

- Inyectores de agua.

### **2.1.5 Tipos de daño presentados en la formación productiva**

Los daños a la formación se producen por:

- Emulsiones
- Cambio de mojabilidad
- Avance de agua en la formación productiva
- Incrustaciones
- Parafinas
- Asfaltenos
- Depósitos mixtos
- Limos y arcillas
- Bacterias

#### **2.1.5.1 Emulsiones**

Una emulsión es una mezcla de dos fluidos inmiscibles y un agente emulsionante donde existe turbulencia. La emulsión generalmente muestra una mayor viscosidad que los fluidos que la componen. Las emulsiones reducen la permeabilidad efectiva del fluido de producción en las áreas cercanas a la vecindad del pozo y esto es lo que genera daño a la formación. El efecto recibe el nombre de bloqueo por emulsiones. Es poco común la existencia de emulsiones de tres fases.

Ejemplo: aceite/agua/aceite, agua/aceite/agua, aceite/agua/gas

#### **2.1.5.2 Alteración de la mojabilidad**

La alteración de la mojabilidad de la roca reservorio se produce durante la perforación cuando los fluidos de perforación se filtran en la formación productiva o en la reparación o terminación de pozos a base de aceite, el cambio de mojabilidad parcial o total en la formación reduce la permeabilidad relativa y efectiva al petróleo.

#### **2.1.5.3 Avance de agua en la formación**

El incremento de agua en la formación productiva produce los bloques de agua cerca de la vecindad del pozo, disminuye la permeabilidad relativa del petróleo. Estos bloques se pueden formar durante las operaciones de perforación o terminación debido a la invasión de filtrados base agua, o durante la etapa de producción debido a la digitación o conificación.

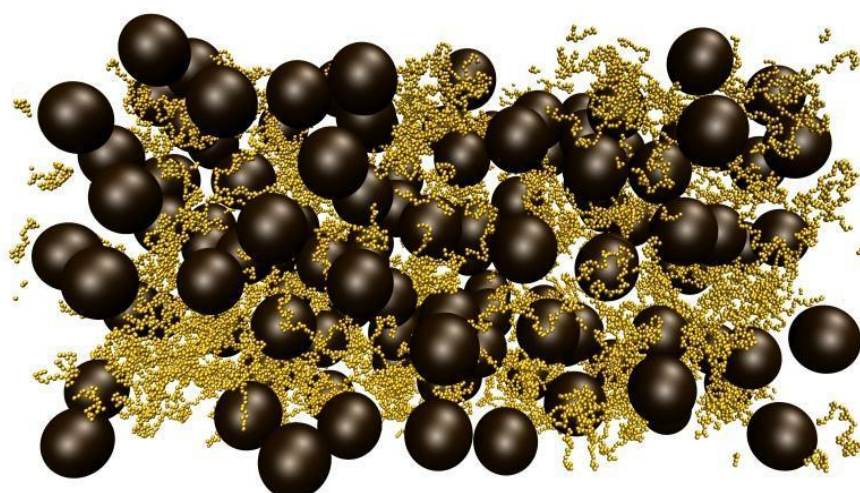
#### **2.1.5.4 Incrustaciones orgánicas**

Son precipitaciones de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos). Por lo general se localizan en la tubería de producción, en la vecindad del pozo, en la zona completada, en la formación; en el equipo en superficie. Las incrustaciones orgánicas taponean los poros, las perforaciones por disparo y la misma formación productiva. Cambiando la mojabilidad esto produce una reducción de la producción.

Las incrustaciones orgánicas más comunes son las Parafinas: son hidrocarburos alifáticos saturados en forma de cristales, por lo que están sujetas a factores de posicionales de cristalización.

Los asfaltenos: son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos. Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio  $C_{74}H_{87}NS_2O$ . Bajo el término “asfaltenos” se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc). La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.

**Figura N° 2.12 Asfaltenos**



Existen también depósitos mixtos que están constituido por una mezcla de compuestos orgánicos e inorgánicos, los limos y arcillas existentes en el medio poral se vuelven mojables en aceite y actúan como emplazamiento de nucleación para los depósitos orgánicos.

Los problemas que pueden ocasionar los limos y arcillas en la formación productiva son:

- Invasión del reservorio por los fluidos de perforación o en la terminación o reparación de pozos
- Hinchamiento de las arcillas por acumulación de agua.

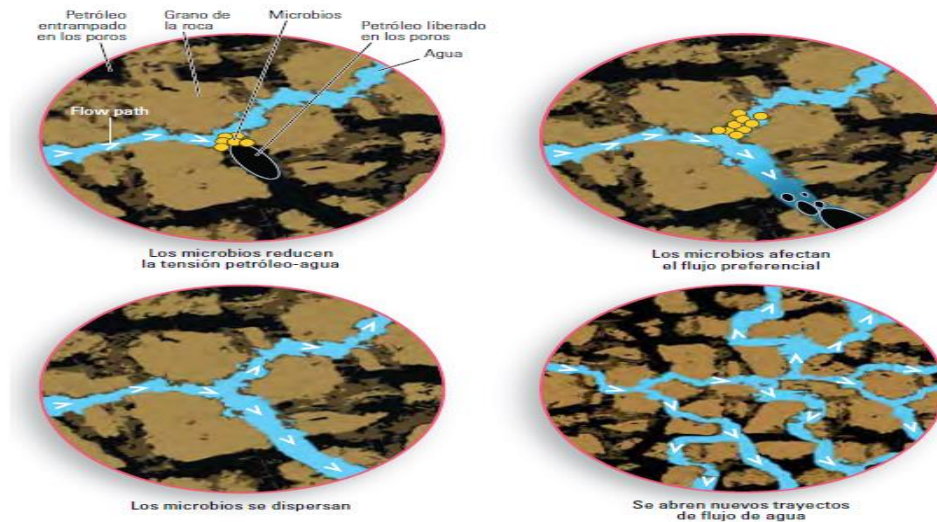
Las bacterias son microorganismos procariotas que presentan un tamaño de unos pocos micrómetros por lo general entre 0.5 y 5  $\mu m$  de longitud y diversas formas incluyendo filamentos, esferas (cocos), barras (bacilos), sacacorchos (vibrios) y hélices (espirilos). Las bacterias son células procariotas por lo que a diferencia de las células eucariotas (de animales, plantas, hongos, etc.), no tienen el núcleo definido ni presentan en general orgánulos



membranosos internos. Generalmente poseen una pared celular y esta se compone de peptidoglicano. Muchas bacterias disponen de flagelos o de otros sistemas de desplazamiento y son móviles.

Las bacterias se multiplican rápidamente en grandes colonias en tiempos cortos de minutos en las condiciones más drásticas de presión y temperatura, producen corrosión de los metales y taponamiento por la formación de biomasa en sub suelo o superficie.

**Figura N° 2.13 Bacterias en la formación productiva**



#### 2.1.5.5 Evaluación de daño a la formación productiva

Es frecuente encontrar durante la perforación, terminación, o producción de un pozo una zona con la permeabilidad alterada generalmente alrededor de las paredes del pozo. A la zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño. El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Generalmente, sólo interesa el factor de daño durante el período pseudoestacionario y se desprecia el efecto daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de período pseudoestacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$P_r - P_{wf} = \underbrace{(P_r - P''_{wf})}_{\text{Ideal}} + \underbrace{(P''_{wf} - P_{wf})}_{\text{No ideal}} \quad (2.22)$$

Donde:

$$P_r = \text{Presión del reservorio} \frac{\text{Lb}}{\text{Pg2}}$$

$P''_{wf}$  = Presión fluyente de fondo a condiciones ideales  $\frac{Lb}{Pg2}$

$P_{wf}$  = Presión fluyente de fondo a condiciones reales  $\frac{Lb}{Pg2}$

$P''_{wf} - P_{wf}$ : Representa una pérdida de presión debido al daño a la formación

Distribución de presión actual de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991). Para un flujo pseudoestacionario en caso ideal resulta

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{141.2 B_o q_o \mu_o}{KH} \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 - S \right] \quad (2.23)$$

### 2.1.6 Fracturamiento de formaciones productivas

El Fracturamiento es un método de estimulación en el cual se crean fracturas conductivas en la formación alrededor del pozo. Las fracturas son producidas mediante la inyección de un fluido con bombas de alta presión produciendo la rotura de la formación formando nuevos canales de flujo denominados fracturas. Las fracturas son iniciadas, propagadas y mantenidas abiertas durante el tiempo en que se realiza la operación de inyección. Una vez que la operación de inyección se suspende las fracturas tienden a cerrarse nuevamente.

Para mantener la fractura abierta, así como su conductividad se utilizan dos métodos

- Fracturamiento hidráulico

Consiste en la inyección de un fluido fracturante altamente viscoso, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque como bauxita, óxido de Circón, resinas, etc. que permita incrementar la conductividad de la formación y por ende el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

#### 2.1.6.1 Fracturamiento con ácido.

El objetivo de este tipo de tratamientos es inyectar ácido dentro de la fractura creada en la formación a una presión lo suficientemente alta para abrir fracturas naturales o para fracturar romper la formación. El método es ampliamente utilizado en dolomitas y calizas.

Inicialmente, un colchón de fluido es inyectado a un caudal superior al que la matriz puede aceptar de manera que se causa un incremento en la presión lo suficientemente alta para sobrepasar los esfuerzos compresivos de la tierra y los esfuerzos tensionales de la roca. En este punto, la formación falla por ruptura y se forma una fractura.

El caudal de inyección tiene que ser lo suficientemente alto y la permeabilidad de la formación lo suficientemente baja para que la pérdida de fluido no sea excesiva de manera que la presión pueda incrementar lo suficiente para fracturar la formación o para abrir fracturas naturales existentes.

Se utilizan ácidos para grabar las caras de las fracturas promoviendo que ellas no sean parejas mediante la creación de canales o “worm-holes” para prevenir que se cierren completamente en las formaciones carbonáticas. La fractura grabada actuará como un canal de alta conductividad para mover los fluidos hacia las cercanías del pozo con mayor facilidad.

En pozos de baja a mediana temperatura el control de la pérdida de fluido del ácido es la consideración más importante. En pozos de alta temperatura la distancia de penetración efectiva del ácido está limitada por un rápido consumo, por tanto se deberá utilizar ácidos retardadores (gelificados y/o reticulados).

#### 2.1.6.2 Procedimiento de acidificación

Se bombea previamente a la formación un colchón de agua dulce o ligeramente salobre que tiene como misión sobrepasar los esfuerzos de tensión de la roca produciendo la fractura de la misma.

Una vez producida la fractura se inyecta el ácido para que reaccione con la formación permitiendo crear canales de flujo que se extiendan en profundidad dentro de la roca y que se mantengan abiertos cuando el pozo se ponga en producción.

La cantidad de roca removida como también la forma en que es eliminada de las fases de la fractura son los dos factores más importantes.

Un método para obtener fracturas con alta conductividad en zonas con dificultad para el grabado, consiste en bombear prelavados ácidos de altísima viscosidad (hasta 100.000 cp). El ácido canalizará en forma de dedos a través del fluido viscoso debido a la diferencia de viscosidad que poseen. El ácido contacta las fases de la fractura sólo donde se han producido las mismas

#### 2.1.6.3 Factor daño compuesto en las formaciones del lote VI

El factor de daño total o compuesto (s), que se evalúan por medio de pruebas de restauración de presión se ha visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. En los últimos años este concepto ha sido ampliado incluyendo los efectos de penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc.

El factor de daño total se expresa de la siguiente manera:

$$S = S_d + S' + S_{disp} + S_{desv+pen} + S_f + S_G + S'_{eq} + S_b \quad (2.23)$$

$S$  = Factor daño compuesto (adimensional)

$S_d$  = Factor daño por flujo restringido (adimensional)

$S'$  = Factor daño asociado a la alta velocidad de flujo (adimensional)

$S_{disp}$  = Factor daño causado por disparos (adimensional)

$S_{desv+pen}$  = Factor daño causado por desviación y penetración (adimensional)

$S_f$  = Factor daño causado por fracturas (adimensional)

$S_G$  = Factor daño por gas (adimensional)

$S'_{eq}$  = Factor daño debido a pozos horizontales (adimensional)

$S_b$  = Factor daño por formación de condensado (adimensional)

El factor de daño compuesto no es solo la suma de todos los factores de daño individuales, refleja también la interacción entre las diferentes restricciones al flujo que pueden magnificar o reducir su efecto compuesto.

#### 2.1.7 Estados de flujo existente en los reservorios

Existen tres estados de flujo dependiendo de la variación de la presión con el tiempo

- Flujo no continuo:  $dp/dt \neq 0$
- Flujo Continuo:  $dp/dt = 0$
- Flujo Semicontinuo:  $dp/dt = \text{constante}$

### 2.1.7.1 Flujo no continuo o transitorio

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo, ( $dP/dt \neq 0$ ). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó viceversa. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) durante este período es de particular importancia para las pruebas de declinación y de restauración de presión, cuya interpretación a través de soluciones de la ecuación de difusividad, permite conocer parámetros básicos del medio poroso como, por ejemplo: la capacidad efectiva de flujo ( $Ko.h$ ), el factor de daño a la formación ( $S$ ), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas ó días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se considerarán ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo.

### 2.1.7.2 Flujo pseudoestacionario

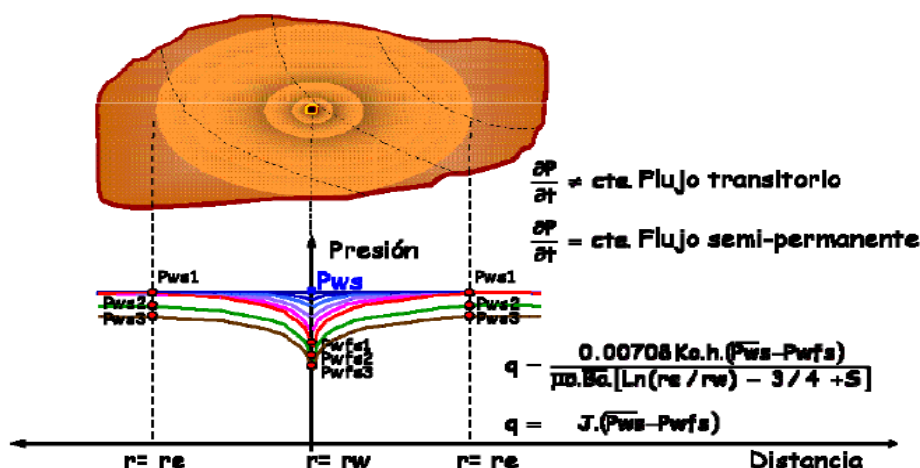
Después del flujo transitorio ocurre un período de pseudo estabilización de la distribución de presión que depende de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudoestacionario.

Estas declinaciones son:

- Declinación exponencial.
- Declinación hiperbólica.
- Declinación armónica.

Figura N° 2.14 Flujo pseudo estacionario

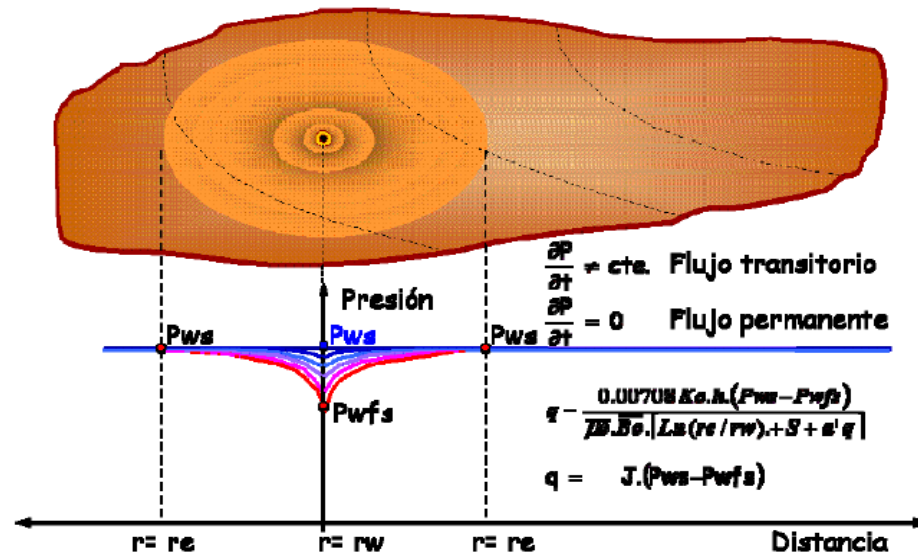


### Flujo continuo o estacionario

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, ( $dP/dt = 0$ ). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión ( $P_{ws}$ ). En este período de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje,  $P_{ws}$  a una distancia  $r_e$  del centro del pozo y la

presión fluyente en la cara de la arena,  $P_{wfs}$  a una distancia  $r_w$  ó radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones ó cañoneo. Para cada valor de este diferencial ( $P_{ws}-P_{wfs}$ ), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

Figura No 2.15 Flujo estacionario



## **CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO**

### **3.1 ENFOQUE Y DISEÑO**

El enfoque de esta investigación es un proceso sistemático, disciplinado y controlado, está directamente relacionado a los métodos inductivo que generalmente está asociada con la investigación cualitativa que consiste en ir de casos particulares a la generalización, también se usa el método deductivo que se asocia con la investigación cuantitativa cuya característica es ir de lo general a lo particular.

Estos análisis permitirán determinar resultados congruentes, claros, objetivos y significativos.

En este capítulo se desarrolla aspectos fundamentales que orientan el diseño del estudio realizado.

Para la exposición de los contenidos se utiliza la forma general, el esquema del diseño de investigación que se presenta a continuación.

### **3.2. SUJETO DE LA INVESTIGACIÓN**

La investigación se realizará en diez pozos con unidades de bombeo mecánico que presentan una disminución sustancial en su producción desde el mes de febrero del 2019 a la fecha en el lote VI.

### **3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS**

Los principales métodos utilizados en el presente estudio son:

- Método de Síntesis
- Método analítico
- Método deductivo
- Método de inductivo
- Método descriptivo
- Método de estadístico, etc.

### **3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS**

Las principales técnicas utilizadas en la investigación son:

- Análisis documental de los archivos de la empresa operadora
- Pruebas de producción tomadas a los pozos
- Registros de presiones
- Registros de mediciones físicas
- Registros de restauración de presión, etc.
- Información del personal supervisor y operadores responsable de producción
- Medidores de presión manómetros
- Registradores de presión memory gauge
- Registradores de mediciones físicas Echometer
- Caudalímetros y tanques de prueba de pozos

### **3.5. ASPECTOS ÉTICOS**

Para desarrollar de este proyecto se presentó una carta a la empresa Sapet Development Sucursal Perú S.A. proponiendo el tema indicando los beneficios que se podría obtener de llevarse a cabo este estudio, fue del interés de la empresa dando su consentimiento, determino la forma en que podía ayudar para la realización del proyecto.

Teniendo el consentimiento de la empresa se procedió con la presentación del proyecto al Centro de Investigación de la Universidad Nacional de Piura dando la conformidad de ser un tema autentico y nuevo.



Los resultados de la investigación de este proyecto beneficiaran a la empresa y al investigador.

El proyecto servirá como referencia para otros trabajos similares de otros campos, no tiene efectos secundarios negativos para el medio ambiente y las personas que habitan en la zona.

### **3.6. DESARROLLO DEL ESQUEMA INTEGRAL DE PRODUCTIVIDAD**

#### **3.6.1 Introducción**

El lote VI pertenece a la Estratigrafía de la Cuenca Talara que comprende varios ciclos deposicionales, con periodos de transgresión y regresión en el Cretáceo y principalmente en el Terciario. Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por periodos de no depositación o erosión intensa y son identificados por discordancia en la columna Estratigráfica. Los sedimentos que constituye la Cuenca Talara empiezan a depositarse en el Cretáceo Medio hasta el Cuaternario, que reposa sobre el basamento, constituido por un complejo metamórfico de rocas pre paleozoicas y paleozoicas (Richard Amiel, 1970 – Grover, 1977 y otros).

Las rocas del Terciario consisten de sedimentos clásticos cuyas edades fluctúan entre el Paleoceno y Eoceno.

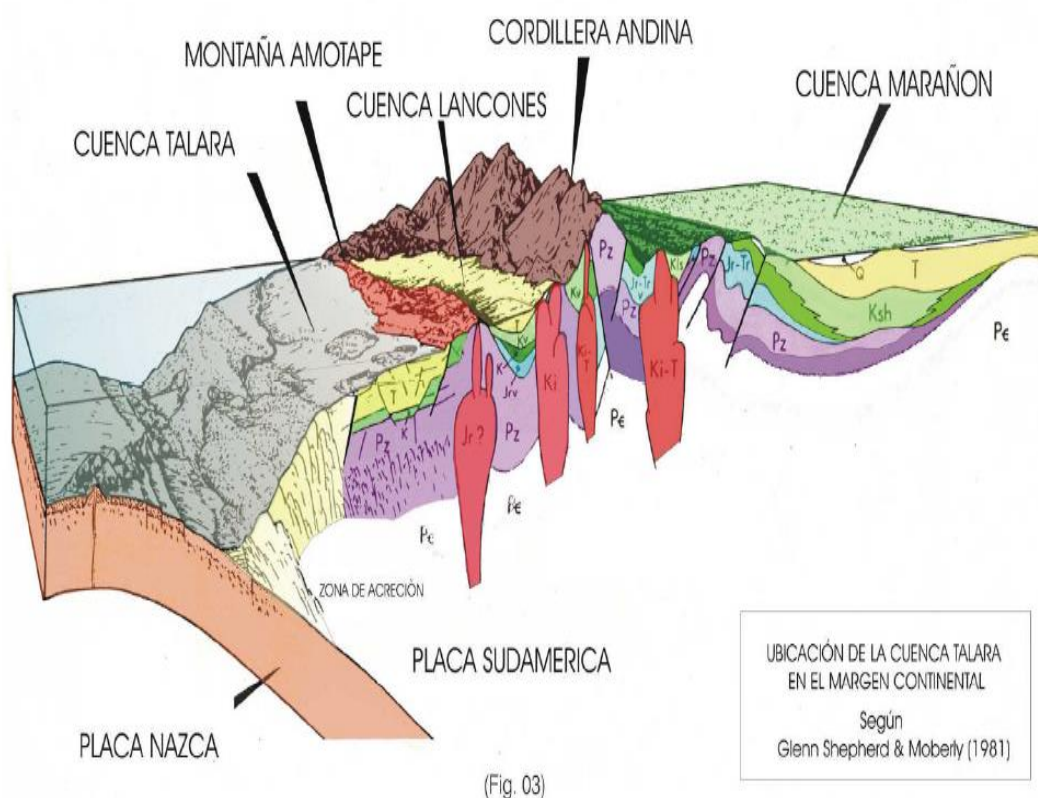
Las secciones más importantes por su valor hidrocarburífero son las correspondientes al Eoceno.

En la Columna Estratigráfica (Fig. 3.1) a partir de la discordancia erosional entre el basamento metamórfico del Paleozoico se reconoce las siguientes discordancias importantes (Grover, 1977 y otros).

- Pensilvaniano Medio, Cretáceo Medio (Disc. Amotape-Muerto)
- Cretáceo Medio (Disc. Muerto-Sandino)
- Cretáceo Superior Temprano (Disc. Monte Grande-Ancha)
- Cretáceo Superior Tardío-Paleoceno (Disc. Petacas-Mesa)
- Eoceno Inferior Temprano (Disc. Balcones-Gpo. Salina)
- Eoceno Inferior Tardío (Disc. Palegreda-Pariñas)
- Eoceno Medio (Disc. Chacra-Lutitas Talara)
- Eoceno Superior (Disc. Pozo Talara-Verdún)
- Cuaternario inferior temprano (Disc. Carpitas-Tablazo)

La geología de la Cuenca Talara es compleja por la sucesión de eventos tectónicos en donde el fallamiento tensional es el carácter principal y por las variaciones estratigráficas. Las fallas longitudinales son paralelas a los pilares tectónicos de Zorritos y los Amotapes. Existe fallas transversales de rumbo, fallas de crecimiento (lítricas) que genera estructuras rollover. Las estructuras mayores son “horts” y “graben” y dentro de estas estructuras es común el fallamiento del modelo Echelón.

**Figura N° 3.1 Ubicación de la cuenca Talara**



### 3.6.2 Lote VI - cuenca Talara

El Lote VI, ha sido explotado desde el año 1870, habiéndose perforado a la fecha más de 2,000 pozos en 14 yacimientos, con una producción acumulada de 110'836,259 de barriles de petróleo de 36° API a diciembre de 2018.

### 3.6.3 Estratigrafía

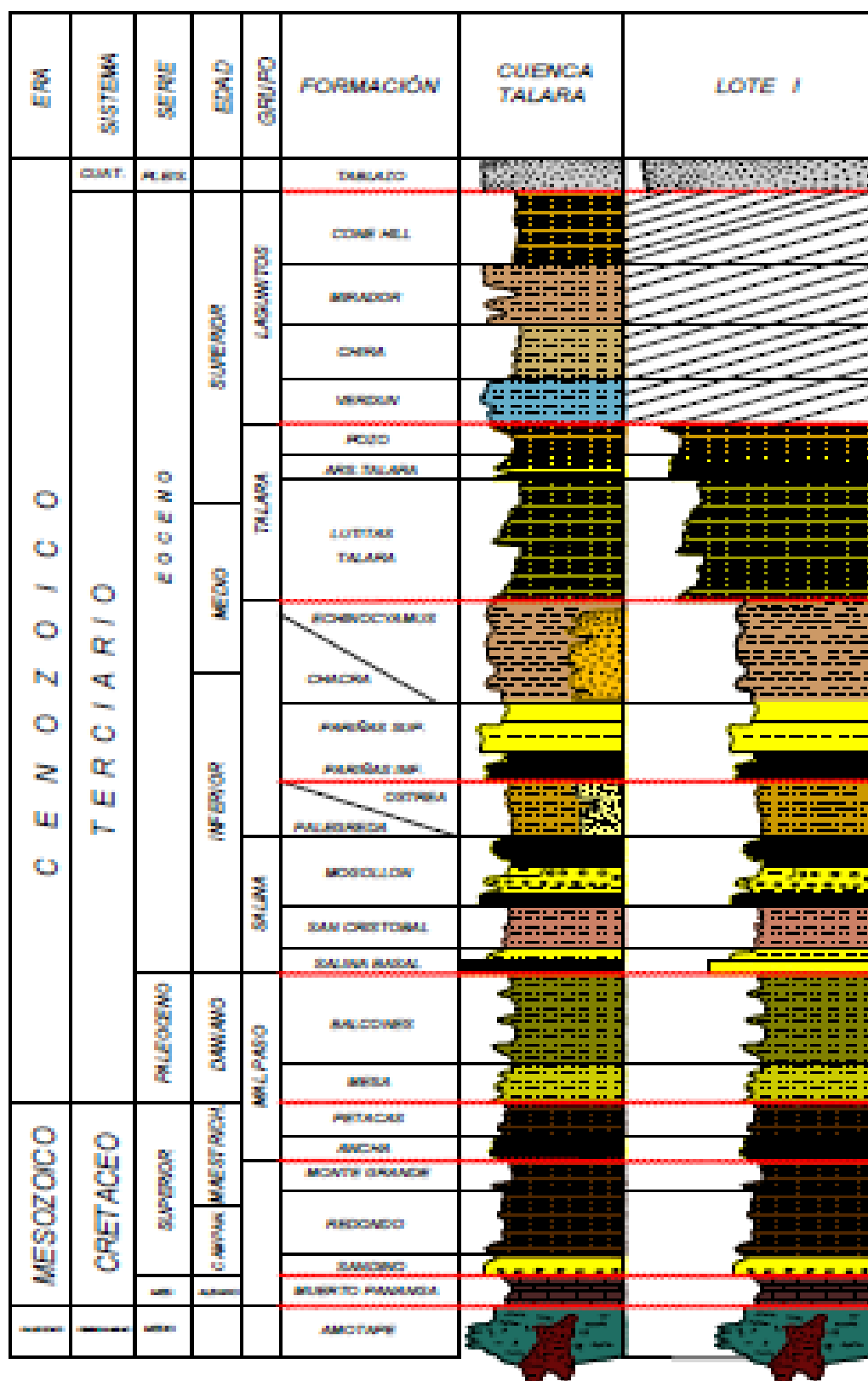
El Lote VI está cubierto en gran parte por depósitos del Tablazo del Cuaternario y presenta afloramientos discontinuos de las Formaciones del Eoceno Medio y Superior, (Fig. 3.3).

En el subsuelo con la perforación de pozos se ha establecido la presencia de rocas del Cretáceo, del Terciario Inferior y Medio que yacen sobre un Basamento de rocas metamórficas del Paleozoico.

Tomando como base los pozos perforados se ha preparado una columna estratigráfica que alcanza los 6,300 metros de rocas sedimentarias clásticas que cubren desde el Cretáceo hasta el Terciario Medio y Superior.

Figura N° 3.2 Columna estratigráfica

## COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



La empresa para mantener como un negocio competitivo al lote VI requiere maximizar la recuperación de hidrocarburos y mejorar su rentabilidad. Para ello se requiere realizar estudios integrales de productividad, así como la implementación de mejores prácticas y tecnologías de vanguardia para definir la mejor alternativa para la solución de los problemas existentes en la explotación de los yacimientos del lote VI. De realizarse lo planteado atenuaría y revertiría la tendencia de declinación de la producción de petróleo y gas prolongando la vida de los pozos y del campo.

Se presenta un esquema basado en el análisis y diagnóstico del sistema integral de producción, el cual se fundamenta en la atención prioritaria de los pozos, identificando áreas de oportunidad para el mejoramiento de su producción en el corto y mediano plazo al menor costo posible.

Un sistema completo de producción está constituido por elementos de bombeo de subsuelo, tuberías para transportar los fluidos del fondo de pozo hasta la superficie, equipos de separación de petróleo, gas y agua, tanques de almacenamiento y bombas de transferencia hasta los puntos de fiscalización y venta. Un sistema integral de producción puede ser simple o complejo dependiendo de las características de los fluidos, la producción y su dificultad en la separación.

#### **3.6.4 Beneficios del proceso integral de productividad**

- Incrementar reservas recuperables de los yacimientos del lote.
- Optimizar la explotación del petróleo.
- Aumenta la vida útil de los pozos.
- Encontrar nuevas áreas productivas para mejorar la productividad de los pozos.

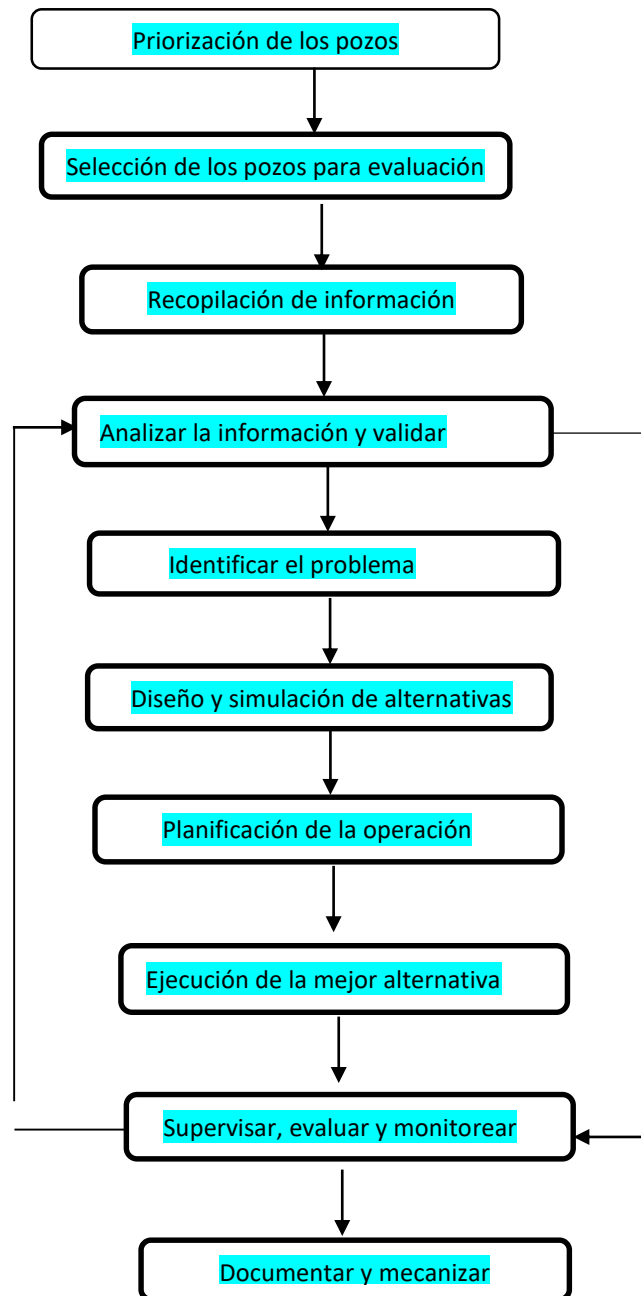
En la Cuadro. 3.1 se muestran las etapas del esquema integral de productividad, el cual abarca desde la priorización de los objetivos y estrategias hasta la evaluación de la alternativa de solución para la mejora de la productividad de los pozos.

Los objetivos previstos:

- Analizar las causas de la disminución sustancial de la producción de los pozos con la finalidad de proponer mejoras a los mismos y restablecer y/o mejorar su capacidad de producción.
- Determinar la necesidad de adquirir información adicional, para la evaluación de alternativas de solución y el diseño de su intervención.
- Evaluar y seleccionar los mejores trabajos desde el punto de vista técnico económico, para la recuperación o mejora de la productividad de pozos.
- Documentar y mecanizar las experiencias aprendidas para su posterior uso por quien lo requiera.

## Diagrama de flujo

Cuadro N° 3.1 Diagrama de flujo esquema integral de productividad de pozos.



### 3.6.5 Proceso de implementación

En este proceso se realiza la identificación de áreas prospectivas en el yacimiento del lote VI así como las ubicaciones y distribuciones anómalas de los fluidos, para ello se requiere la integración del modelo estático con el dinámico, es decir se integrará el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, geomecánico, atributos sísmicos, con el comportamiento dinámico del yacimiento como la producción, presiones, mecanismo de empuje predominante, declinación, estimación de reservas, modelo roca, fluidos, etc.

### 3.7 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

#### 3.7.1 Secciones estructurales

El primer objetivo de la Geología Estructural es la descripción geométrica de los cuerpos rocosos; se clasifican de acuerdo a criterios geométricos de significado geológico; de edad de formación; de los procesos que los originó; de la cohesión mesoscópica durante la deformación; de los efectos de la deformación.

El segundo objetivo es el análisis cinemático y dinámico de los procesos es decir describir los desplazamientos que dan lugar a la formación de una estructura y establecer el modelo de esfuerzo y la naturaleza de las fuerzas que causan dichas deformaciones.

Un tercer objetivo consiste en la elaboración de modelos que expliquen las estructuras descritas.

#### 3.7.2 Propiedades petrofísicas

Debido a que los yacimientos del lote VI son areniscas se explicara algunas propiedades petrofísicas y conceptos teóricos para tener un mejor conocimiento de los parámetros que definen los intervalos del yacimiento que pueden ser explotados de manera rentable.

##### 3.7.2.1 Porosidad

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

$$\text{Porosidad } (\emptyset) = \frac{\text{Volumen para almacenar fluidos}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (3.1)$$

Existen dos tipos de porosidades de acuerdo al proceso por el cual se originó, si fue producto de una diagénesis o si fue producto de esfuerzos o movimientos.

##### 3.7.2.2 Porosidad Primaria:

Se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos se fueron depositando. Se clasifica en tres principales tipos: porosidad intergranular, porosidad intrapartícula y porosidad intercristalina.

##### 3.7.2.3 Porosidad Secundaria:

Ocurre debido a procesos geológicos o artificiales que suceden posteriormente a la depositación de los sedimentos. Dos de los principales tipos de porosidad secundaria son: porosidad de fracturas o fisuras y porosidad vugular, algunos estudios consideran triple porosidad, porosidades de matriz, fracturas y vúgulos.

##### 3.7.2.4 Porosidad efectiva:

Relacionado al sistema poral intercomunicado, sirve para calcular el volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento por ser factibles de recuperar.

En los yacimientos existen dos tipos de porosidad, primaria y secundaria. En algunos casos coexisten como dos medios homogéneos de distinta porosidad y permeabilidad. Ejemplo de sistemas de doble porosidad:

- Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).
- Yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad contrastante entre capas.



- Yacimientos de una sola capa con alta variación de la permeabilidad a lo largo del espesor y área del yacimiento.

### 3.7.2.5 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de los espacios porales, la permeabilidad depende de las características físicas de la superficie sólida del medio. Existe relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, en consecuencia, los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, como son la presión de sobrecarga, el tamaño y forma de los granos, el empacamiento, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

#### 3.7.2.5.1 Permeabilidad Absoluta (K)

Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través del medio poroso cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, es importante señalar que dicho fluido es el mismo que se utiliza como fluido desplazante durante la prueba a través de la cual se determina el valor de permeabilidad absoluta empleando la ecuación de Darcy; el factor 1.252 permite obtener la permeabilidad en mD.

$$K = 1.252 \frac{q\mu L}{A \Delta P} \quad (3.2)$$

Dónde:

q = BPD

k = Permeabilidad absoluta (mD)

A = Sección transversal de la muestra (m<sup>2</sup>)

L = Longitud de la muestra (m)

μ = Viscosidad absoluta (cp)

ΔP = Diferencial de presión ( $\frac{Lb}{pg^2}$ )

#### 3.7.2.5.2 Permeabilidad Efectiva (K<sub>o</sub>)

Es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento, por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas y agua.

La permeabilidad efectiva depende de la geometría del poro, la mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturación.

Representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, la permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos.

#### 3.7.2.5.3 Permeabilidad Relativa (K<sub>r</sub>)

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. En ingeniería de yacimientos resulta de gran importancia ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

$$k_{ro} = \frac{K_o}{k}, \quad k_{rw} = \frac{K_w}{k}, \quad k_{rg} = \frac{K_g}{k} \quad (3.3)$$

Dónde:

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa al petróleo

$k_{rw}$  = Permeabilidad relativa al agua

$k_{rg}$  = Permeabilidad relativa al gas

### 3.7.2.6 Saturación

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

Se determina como el cociente del volumen de fluido, medido a la presión y temperatura a la que se encuentra en el medio poroso entre el volumen de poros total de la roca.

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad (3.4)$$

$S_x$  = Saturación de la fase X.

$V_x$  = Volumen que ocupa la fase X.

$V_t$  = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1.

Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.5)$$

Dónde:

$S_o$  = Saturación del petróleo

$S_w$  = Saturación del agua

$S_g$  = Saturación del gas

### 3.7.2.7 Presión capilar

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase mojante y no mojante, siempre se considera positiva. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación e ingeniería de yacimientos para calcular principalmente la altura de la zona de transición y la saturación irreducible de agua. Para un sistema mojado por agua, la presión capilar para un sistema gas-aceite:

$$P_c = P_g - P_o \quad (3.6)$$

$$P_c = \text{Presión capilar} \left( \frac{Lb}{pg^2} \right)$$

$$P_w, P_g = \text{Presión de la fase mojante para un sistema agua petróleo y para un sistema gas petróleo} \left( \frac{Lb}{pg^2} \right)$$

$$P_o = \text{Presión de la fase mojante para un sistema agua petróleo y para un sistema gas petróleo} \left( \frac{Lb}{pg^2} \right)$$

### 3.7.2.8 Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La mojabilidad es una función del tipo de

fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

**Mojantes:**

Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.

**No mojantes:**

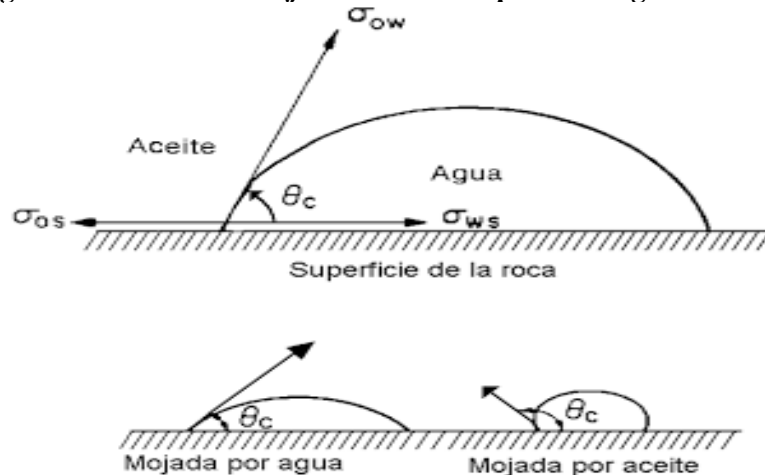
Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo  $\theta$  denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

Cuando  $\theta$  menor a  $90^\circ$  el fluido es no mojante y mayor a  $90^\circ$  el fluido es mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene sólo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$  o  $180^\circ$  respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.

Con referencia a la mojabilidad, los yacimientos pueden ser clasificados en: yacimientos hidrófilos y yacimientos oleófilos, yacimientos hidrófilos y yacimientos oleófilos.

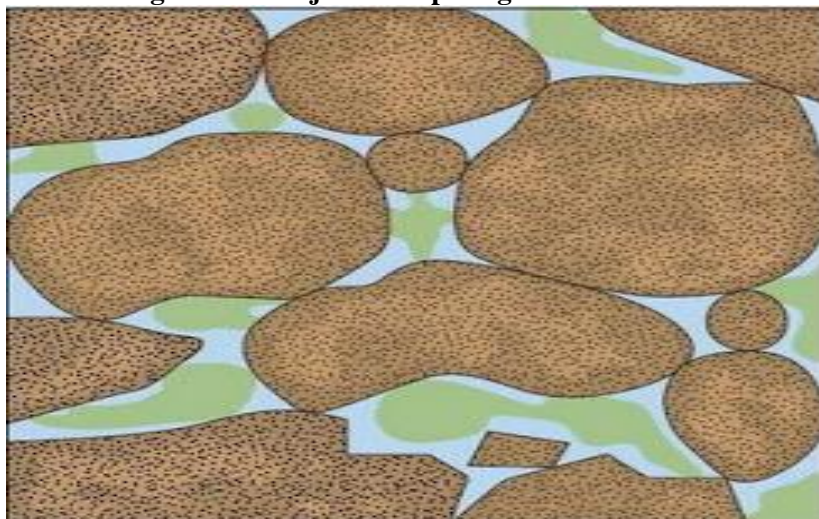
**Fig. 3.3. Variación de mojabilidad con respecto al ángulo de contacto**



**3.7.2.9 Yacimientos hidrófilos:**

- Poseen un ángulo de contacto  $\theta$  menor a  $90^\circ$
- El agua es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua.
- El petróleo se desplaza por los canales de flujo más grandes.
- La mayoría de los yacimientos petrolíferos son hidrófilos.

**Fig. N° 3.4. Mojabilidad por agua**



#### **3.7.2.10 Yacimientos oleófilos:**

- Presentan un ángulo de contacto  $\theta > 90^\circ$  -El petróleo es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños habrá solo desplazamiento de petróleo; el agua se desplaza por los canales más grandes.
- Pocos yacimientos son oleófilos.

### **3.7.3 Núcleos de formación**

Son las muestras de formación que se obtienen mediante la remoción mecánica con el menor grado de contaminación posible. Las muestras o núcleos pueden ser de pared y de hueco completo, normalmente se obtienen durante la perforación de pozos. Se clasifican:

**3.7.3.1 Por el contenido de fluidos:** núcleos frescos, núcleos preservados y núcleos expuestos.

**3.7.3.2 Por el grado de consolidación:** Núcleos consolidados y núcleos no consolidados.

La selección de alguno de estos depende en gran medida del: tamaño de la muestra, tipo de la muestra y de la cantidad de información requerida.

Para efectuar los análisis de la muestra se deben considerar los siguientes parámetros:

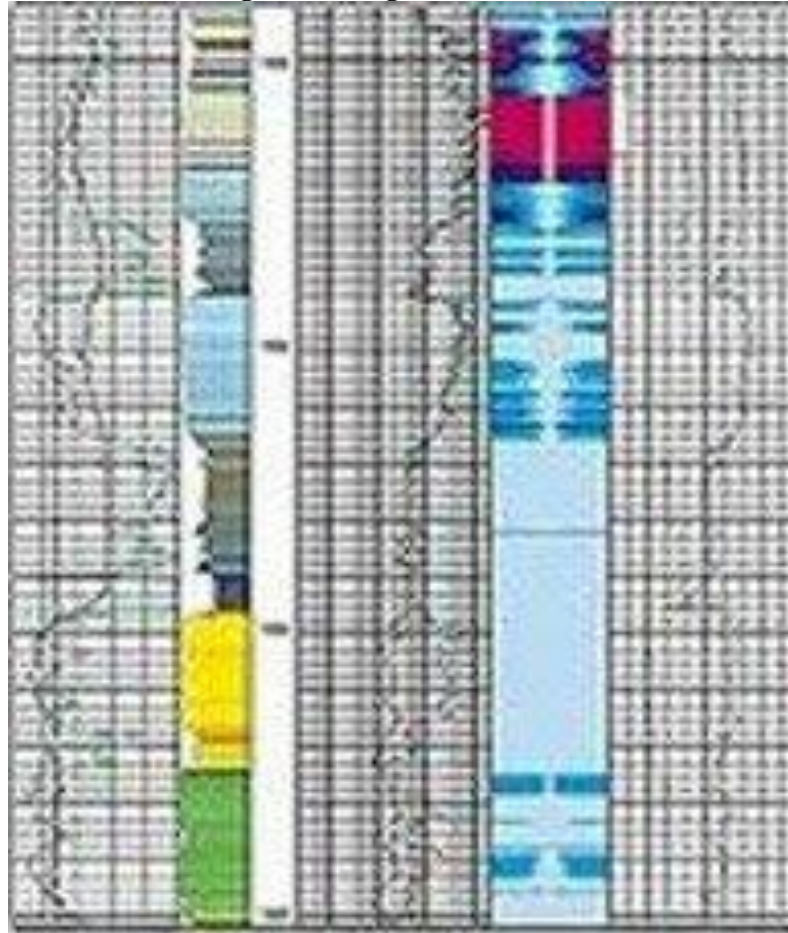
- Tipo de muestra: Recortes de canal (superficie), núcleos de pared del pozo, núcleos de fondo del pozo y superficie.
- Tipo de roca: Porosidad primaria, formación consolidada y formación deleznable, doble porosidad.
- Tipo de análisis: Convencional a condiciones de laboratorio (saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad absoluta, resistividad, etc.), especial a condiciones de yacimiento (radioactividad, tiempo de tránsito, permeabilidad relativa, presión capilar, etc.).

### **3.7.4 Registros eléctricos en pozos petroleros**

Los registros eléctricos son herramientas útiles y poderosas en la obtención de la información petrofísica de las formaciones productoras necesaria para el proceso de caracterización de yacimientos. Los registros eléctricos ayudan a definir algunos parámetros físicos de la roca como: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, identificar zonas productoras, profundidad y espesor de zonas, geometría del

poro, definir contactos gas-aceite y agua-aceite en el yacimiento y para estimar reservas de hidrocarburos. También se pueden correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de planos de isopacas.

**Fig. N° 3.5 Registros eléctricos**

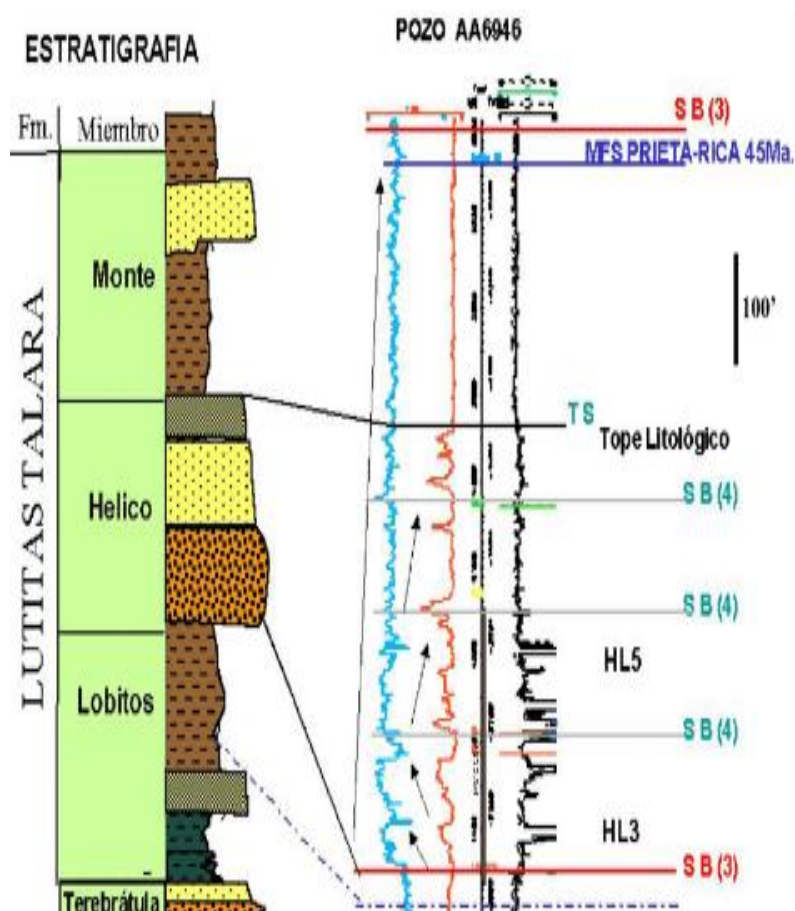
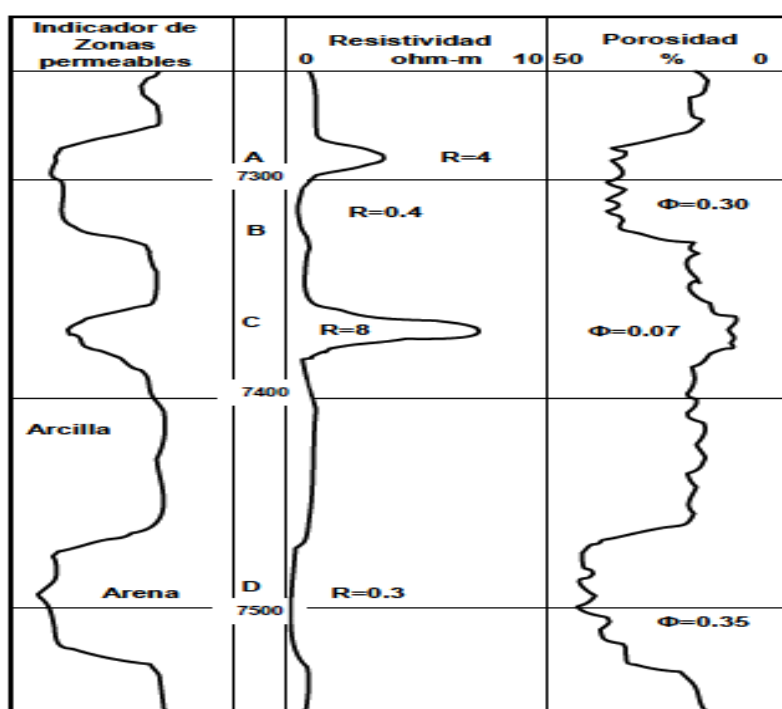


Los parámetros geofísicos se determinan de forma directa o indirecta por medio de uno de los tres tipos generales de registros: eléctricos, radiactivos y acústicos o sísmicos. Los nombres de estos registros se deben a la fuente de poder que utilizan para obtener las mediciones.

Un registro geofísico de un pozo es una representación gráfica de una propiedad física de la roca que se mide contra profundidad del pozo. Las mediciones se realizan mediante sondas que van recorriendo la trayectoria del pozo. Los datos obtenidos pueden ser del tipo (resistivo-conductivo), acústico (tiempo de tránsito), radioactivos (rayos gamma, neutrón, densidad, etc.), electromagnéticos (dieléctricos), magnéticos, sísmicos, etc.

Para realizar una buena interpretación de registros geofísicos es necesario contar un grupo de curvas generadas a lo largo del pozo las cuales representan alguna propiedad física de la roca y de los fluidos contenidos, trazadas continuamente en profundidad. Para obtener una buena interpretación es necesario contar al menos con los siguientes registros básicos: un registro de litología, de porosidad y de resistividad, con los cuales podremos caracterizar la formación, identificar acumulaciones de hidrocarburos, zonas porosas y permeables. Para un mejor análisis de la formación se deben aplicar e incluir más registros. La Fig. 4.8 muestra un registro de litología, resistividad y porosidad.

Fig. 3.5. Registros geofísicos



### 3.7.5 Ingeniería de reservorios

Las pruebas más importantes para la toma de decisiones en la ingeniería de reservorios son:



### 3.7.6 Análisis de pruebas de presión

En la interpretación y análisis de una prueba de presión se debe considerar la revisión de la completación y reparación de pozos, historias de perforación, registros geofísicos disponibles, resultados de pruebas petrofísicos y PVT, estudios de geología de exploración y explotación, especialmente la definición del tipo de depósito, diagénesis y los minerales que constituyen la formación. La interpretación con toda esta información disponible permite asegurar una interpretación de buena calidad.

#### 3.7.6.1 Tipos de pruebas de presión

- Pruebas de decremento
- Pruebas de incremento
- Pruebas de caudal variable
- Pruebas de inyección
- Pruebas de caída de presión
- Pruebas de presión constante
- Pruebas de potencial
- Pruebas de interferencia variable
- Prueba de formación
- Multiprueba de formación
- Prueba de escalera, pulsos, etc.

En la Tabla N° 3.1 Comportamiento del caudal y la presión respecto al tiempo para cada una de las pruebas mencionadas.

**3.7.6.2 Pruebas de decremento de presión:** Esta prueba es recomendable realizarla en los inicios de la explotación del pozo, permite determinar la permeabilidad (K), el factor de daño (S), y el volumen drenado. Este tipo de prueba es muy económica, porque no requiere cierre de pozo, la dificultad es mantener el caudal constante.

**3.7.6.3 Prueba de restauración de presión:** Para la realización de esta prueba es necesario cerrar el pozo y mantener el caudal constante antes del cierre con la finalidad de generar un incremento de presión hasta la estabilización.

**3.7.7 Tipo de prueba de caudal variable:** Esta prueba se puede realizar disminuyendo o aumentando el caudal según sea el caso.

Cuando el caudal disminuye la presión aumenta, si el caudal aumenta la presión disminuye.

**3.7.7.1 Prueba de inyección:** Consiste en inyectar un fluido inerte a la formación, la presión del yacimiento tiende a aumentar considerablemente, cuando el pozo de inyección se cierra la presión del receptor disminuye.

**3.7.7.2 Prueba a presión constante:** En este tipo de prueba se mantiene la presión constante el caudal va disminuyendo debido a la pérdida de energía del yacimiento.

**3.7.7.3 Prueba de formación:** Esta prueba se realiza con la finalidad de determinar el caudal máximo que es capaz de producir la formación, permiten caracterizar verticalmente las propiedades de flujo y el contenido de fluido de una formación.

**3.7.7.4 Pruebas de pulso e interferencia:** Para realizar esta prueba se requiere varios pozos. La prueba consiste en generar una señal de entrada en el pozo activo

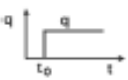
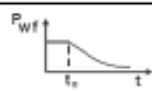

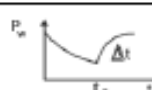

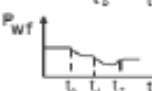
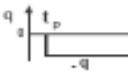
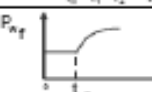

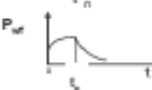


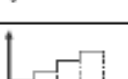
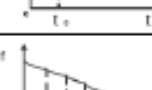
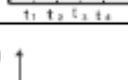
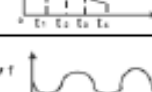
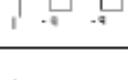
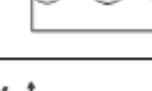
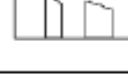
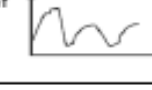
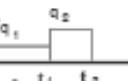
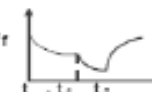




obteniendo respuestas que se miden en los pozos de observación. La respuesta de esta variación de presión es medida por un registrador, sensor de fondo de alta resolución colocado en cada uno de los pozos de observación.

Basados en la teoría considera las ondas de presión viajan a través de todo el yacimiento utilizando solamente los fluidos saturantes como un medio transmisor.

En las pruebas de pulso el pozo se cierra y abre de manera cíclica.

En la Prueba de Interferencia la señal de entrada se mantiene estable, el pozo activo se mantiene abierto a un gasto constante, o cerrado según sea el caso.

**Cuadro N° 3.1 Curvas tipo**

TIPO	GASTO	PRESIÓN
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
ABATIMIENTO		
PRESIÓN CONSTANTE		
POTENCIAL		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		
MULTIPRUEBA DE FORMACIÓN		
PRUEBAS DE ESCALERA		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

### 3.7.8 Análisis PVT

Para realizar la caracterización de los reservorios se requiere analizar los fluidos del yacimiento (petróleo, gas y agua), mediante pruebas de laboratorio que permiten obtener las propiedades físicas como:

- Presión de burbuja o rocío ( $P_b$ ,  $P_r$ ).
- Factor de volumen de petróleo, gas y agua ( $B_o$ ,  $B_g$ ,  $B_w$ ).
- Relación de gas disuelto en el aceite ( $R_s$ ).
- Factor de volumen total ( $B_t$ ).
- Compresibilidad isotérmica del petróleo, gas y agua ( $C_o$ ,  $C_g$ ,  $C_w$ ).
- Viscosidad del aceite, gas y agua ( $\mu_o$ ,  $\mu_g$ ,  $\mu_w$ ).
- Factor de compresibilidad ( $Z$ ).

Se determinan las propiedades físicas de los fluidos en función de la temperatura y la presión, comenzando por la presión inicial del reservorio ( $P_i$ ), pasando por la presión de burbuja ( $P_b$ ) hasta presiones más bajas. También se determina en el separador las propiedades y cantidad de gas, en los tanques se determina gas y petróleo a diferentes presiones de separación.

Se simula las condiciones del reservorio considerando una caída de presión por extracción de los fluidos, existen dos tipos de separación de fluidos ambos considerando la temperatura del yacimiento los cuales son:

**3.7.9 Separación instantánea o flash:** Separación a masa y composición constante.

**3.7.10 Separación diferencial:** Separación a masa y composición variable.

- Convencional: Extracción de todo el gas liberado en cada etapa de separación, ( $P < P_b$ ).
- A volumen constante: Extracción de una parte del gas liberado en cada etapa de separación, ( $P < P_b$ ).

Es necesario conocer las propiedades del agua de formación para definir su naturaleza si pertenece al reservorio o no.

Los parámetros más importantes:

- Composición.
- Densidad ( $\delta_w$ ).
- Compresibilidad ( $C_w$ ).
- Factor de volumen ( $B_w$ ).
- Viscosidad ( $\mu_w$ ).
- Relación de solubilidad con hidrocarburos ( $R_w$ ).
- Tensión interfacial agua-hidrocarburos ( $\sigma_w$ ).

### 3.7.11 Tipos de registradores de presión de fondo

Existen tres tipos básicos de medidores de presión de fondo.

- Registrador con cable
- Registradores con instalaciones permanentes
- Registradores recuperables en la superficie.

### 3.7.12 El objetivo de las pruebas de presión

Permite obtener información como daño a la formación, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

### 3.7.13 Tipos de pruebas de presión

- Incremento.
- Decremento.
- Pruebas de inyectividad.
- Interferencia.
- Decremento en pozos inyectoros.

Del análisis de estas pruebas se obtienen: Daño a la formación y el almacenamiento del pozo.

El análisis se realiza haciendo uso de curvas tipo.

### 3.7.14 Registros de producción

Los registros de producción se toman después de la terminación inicial del pozo, estos registros permiten conocer con detalle el comportamiento de los pozos y de las formaciones.

Ejemplos:

- Evaluación detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos
- Detecciones de zonas ladronas
- Canalización de cemento
- Perforaciones taponadas
- Fugas mecánicas, etc.

#### 3.7.14.1 Tipos de registros de producción

- Temperatura.
- Caudal
- Presiones.
- Diámetro interior de tuberías.

El perfeccionamiento de estas herramientas de registros de producción ha permitido desarrollar técnicas depuradas de interpretación, permitiendo que las intervenciones en los pozos sean más efectivas.

Con ayuda de estos registros se evalúan:

- Estado mecánico del pozo.
- Calidad de la cementación.
- Comportamiento del pozo.
- Evaluación de las formaciones.

### 3.7.15 Diseño e instalación de pozos

#### 3.7.15.1 Instalación de subsuelo

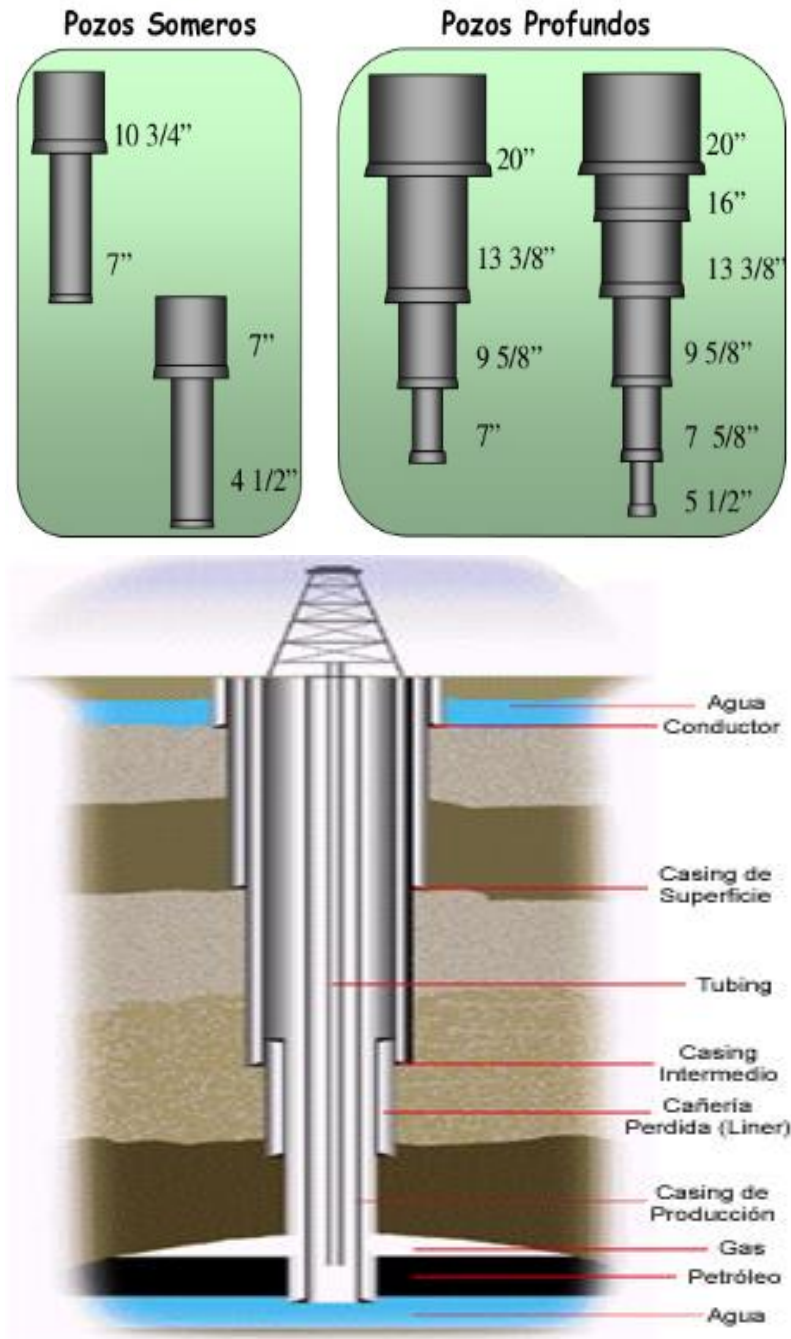
Todo pozo petrolero tiene la siguiente instalación

**3.7.15.2 Conductora:** Es la primera tubería de mayor diámetro que se baja en el pozo que es cementada con el fin de aislar las formaciones atravesadas, en ella se sienta el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación.

**3.7.15.3 Tuberías de revestimiento:** Es la segunda sarta de revestimiento que se baja en el pozo durante la perforación, las funciones principales son proteger las zonas perforadas de derrumbe y aislar las formaciones con presencia de agua contaminante o corrosiva, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Estas tuberías se instalan por sartas disminuyendo el diámetro a medida que se va profundizando el pozo, reciben los nombres de sarta superficial, intermedia y de producción, por ejemplo, instalación de tubería de revestimiento en un pozo: 13 3/8", 9 5/8", 7"

**Fig. N° 3.6 Revestimiento**  
ESQUEMAS COMUNES DE REVESTIDORES



**3.7.15.4 Tuberías de producción:** Es el medio por el cual se desplaza los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

**3.7.15.5 Facilidades de producción.**

Constituida por los manifold de campo y batería, líneas de subsuelo, superficie y batería de producción constituida por:

- Separadores.
- Planta de tratamiento (Tratador térmico, equipo de lavado, tratador electrostático colocados en serie).
- Tanques de almacenamiento
- Planta de bombeo.
- Unidades de compresión.
- Casetas de tratamiento químico
- Caseta de seguridad

Toda esta infraestructura permite un buen manejo y tratamiento del petróleo para obtener petróleo comercial.

#### **3.7.15.6 Historial de producción**

El historial de producción es el registro diario de todas las ocurrencias sucedidas en el pozo, esta información permite prevenir problemas operacionales y mejorar la productividad del prolongando la vida útil del pozo.

### **3.7.16 Operación de servicio a pozos**

Este servicio se puede clasificar en dos:

#### **3.7.16.1 Reparaciones mayores**

Constituyen las modificaciones sustanciales realizadas al pozo en las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional. Los tipos de intervención pueden ser con equipo: cambio de intervalo o reentradas. Sin equipo: ampliaciones

#### **3.7.16.2 Reparaciones menores**

Son las intervenciones para corregir las fallas en el estado mecánico del pozo, para lograr optimizar las condiciones de flujo del pozo sin intervenir la formación productiva o de inyección, se dividen en:

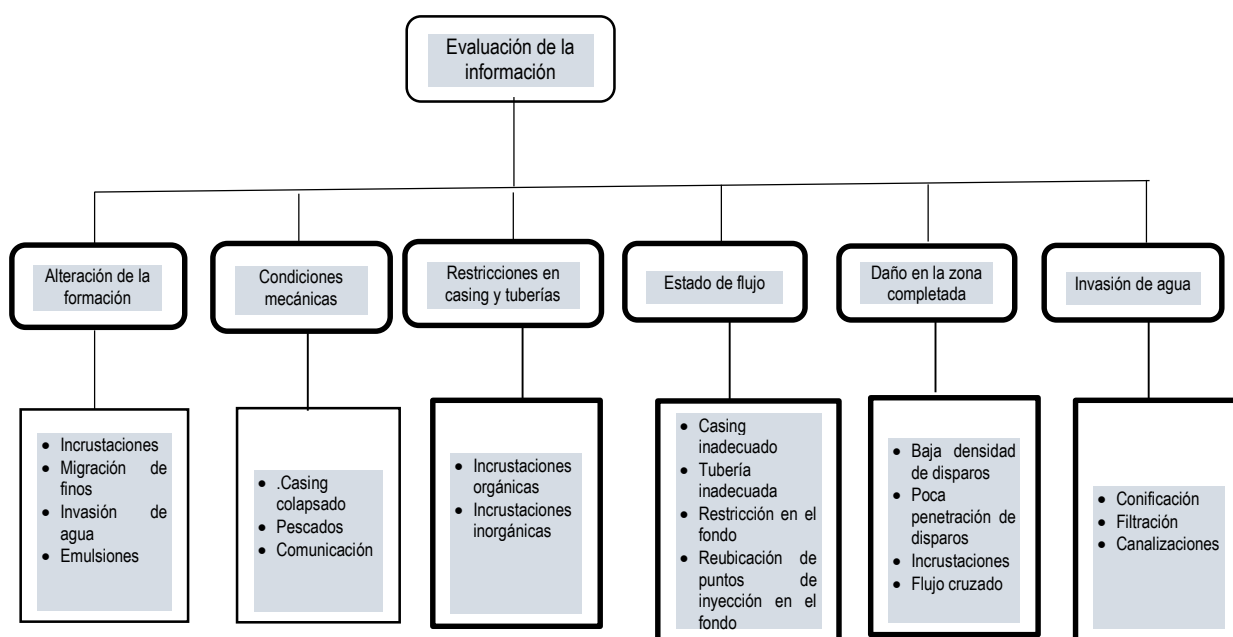
- Reacondicionamiento bombeo mecánico, bombeo neumático, conversión bombeo Mecánico, reacondicionamiento en condiciones fluyente, conversión inyector de Agua, conversión bombeo hidráulico, conversión cavidades progresivas, reacondicionamiento inyector de agua, etc.

#### **3.7.16.3 Evaluación de la información**

Se realiza el análisis detallado de la información del pozo seleccionado para el mejoramiento de su producción y se evalúa las condiciones de operación actual. Se muestra en el siguiente esquema la organización de la información para dar una propuesta técnica económica del pozo.



**Cuadro N° 3.2 Procesos de evaluación de información**



Para la intervención en un pozo se requiere hacer uso de toda la información técnica disponible del sistema yacimiento pozo, es decir la información geológica, geofísica, petrofísica, registros eléctricos, comportamiento de presión, producción, información de programas operativos del pozo.

Toda información técnica que no cumpla o se encuentre incompleta, tendrá que ser revisada y completada para asegurar resultados positivos.

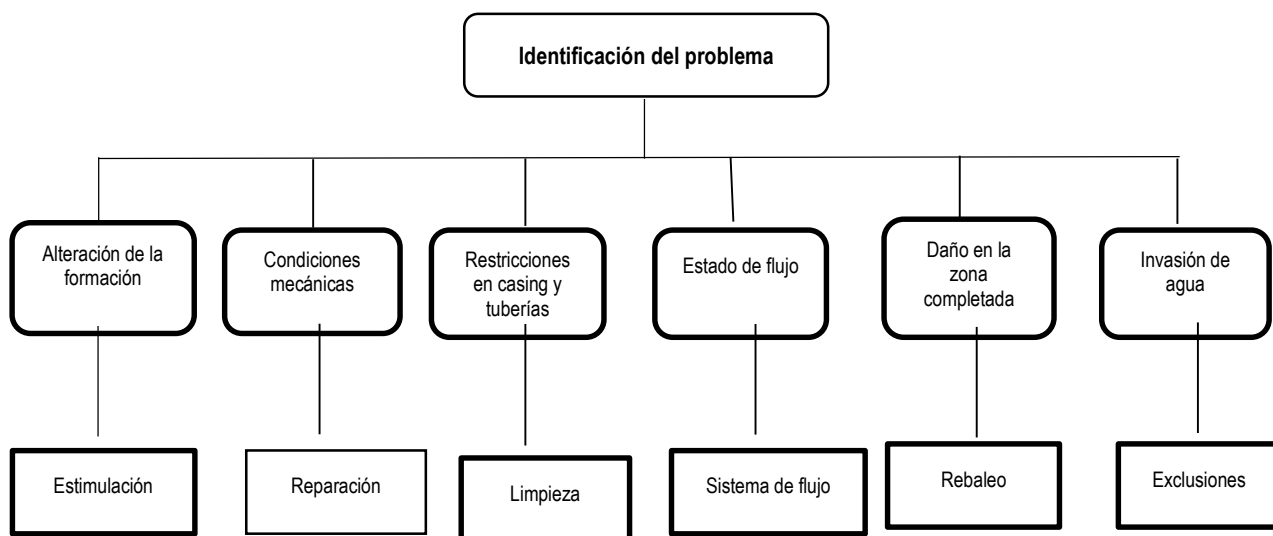
Se recomienda integrar toda la información técnica en una base de datos accesible a todos los que los requieran, actualizar y resguardar toda la información para su uso posterior.

Es importante monitorear el contacto de los fluidos, analizar la historia de presión, producción de los fluidos del pozo, haciendo uso de herramientas que permitan visualizar rápidamente el comportamiento del yacimiento, considerando la siguiente información: estado actual de cada pozo, contacto actual de los fluidos (agua-aceite, gas-aceite, y gas-agua), volumen acumulado de petróleo, volumen acumulado de gas, , agua producida, relación gas-aceite actual , corte de agua actual, factor daño, presión estática del yacimiento y presión fluvente de fondo.

#### **3.7.16.4 Identificación y solución del problema**

Se enfoca en soluciones integrales en el área de drenaje y la zona completada mediante pruebas de restauración de presión para determinar daño a la formación y si es necesario aplicar estimulación mediante baleo, fracturamiento, acidificación de solo limpieza y/o matriciales, además optimizar el sistema de levantamiento artificial de producción y la infraestructura de explotación existente mediante la simulación del pozo. Después de esta evaluación se selecciona la mejor opción técnica y económica aplicable al pozo, se muestra en el siguiente esquema.

**Cuadro N°. 3.3 Procesos identificación de problemas y solución.**



### **3.7.17 Alteración de la formación**

La alteración de las propiedades petrofísicas de la formación productiva puede ser natural o inducida, como se muestra.

Se muestra la secuencia del proceso de alteración o daño a la formación Trabajos en el pozo

- Perforación
- Entubado y cementación
- Completación y reparación
- Estimulación
- Producción
- Recuperación mejorada

#### **3.7.17.1 Reservorio**

- Roca
- Petróleo
- Agua de formación
- Condiciones termodinámicas

#### **3.7.17.2 Alteración de la formación**

- Migración de finos
- Sólidos del lodo
- Hinchamiento de arcillas
- Conificación
- Alteración de la mojabilidad
- Disminución de la permeabilidad relativa
- Incrustaciones orgánicas e inorgánicas
- Precipitación secundaria de minerales
- Arenamiento
- Bacterias
- Taponamiento por sólidos inyectados

**Cuadro N°. 3.4 Causas de daño a la formación**

MECANISMO	DAÑO PRODUCIDO	CAUSAS DEL DAÑO
<b>Mecánico</b>	Bloqueo por sólidos, geles y polímeros	Fluidos de perforación, rehabilitación e inyección terminación de pozos.
	Arenamiento	Colapso e inestabilidad del medio poroso, destrucción del material cementante
	Daño por baleo	Cambio mineralógico, compactación y trituración de granos.
	Desplazamiento de finos	Arrastre hidrodinámico y desestabilización de arcillas
	Bloqueo de fracturas	Trituración/Incrustación del agente de soporte, retención de polímero.
<b>Químico</b>	Hinchamiento de arcillas	Fluidos de perforación, terminación, rehabilitación e inyección
	Bloqueos de agua/emulsiones	
	Alteraciones de mojabilidad	
	Incrustaciones	Desestabilización termodinámica y/o química por fluidos de perforación, rehabilitación y estimulación, terminación de pozos o durante la producción.
		Reacciones químicas en el medio poroso con fluidos inyectados (ácidos, álcalis).
<b>Precipitación secundaria de minerales</b>		
<b>Biológico</b>	Taponamiento por bacterias	Aguas de inyección
<b>Térmico</b>	Transformación de minerales, precipitación y disolución de minerales	Inyección de vapor, combustión en el lugar

### 3.8. EVALUACIÓN, ANÁLISIS Y SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS CON DISMINUCIÓN DE FLUJO EN EL LOTE VI.

Para mejorar la producción de los veinte pozos se requiere identificar y eliminar las causas que generan las deficiencias en la producción como: Daño en la formación, problemas mecánicos del sistema de subsuelo y superficie, mal diseño del sistema de extracción, Incrustaciones, corrosión, falta de control de la producción de cada pozo, del campo y una base de datos de seguimiento causas que producen las fallas y sus soluciones.

#### 3.8.1 Problemas del régimen de extracción

Haciendo uso del analizador de pozos (well analyser) se determinó los niveles de fluido y el estado de los equipos de superficie y de subsuelo en los pozos 13265, 6858, 13302, 506, 7812, 13236, 13307, 13231, 2308 y 325 se determinó que no existe relación entre el aporte de fluidos al pozo por la formación y el régimen de extracción de los fluidos a superficie produciendo la disminución brusca del caudal produciendo golpe de bomba, hasta dejar de producir por entrapamiento de los líquidos por gas por el baja sumergencia existente en los pozos evaluados.

La evaluación realizada a los pozos se determinó que el sistema extractivo en subsuelo y superficie están en buen estado, el problema está en el régimen de extracción para ello se volvió a reprogramar con el controlador de tiempo de trabajo de las unidades los tiempos de trabajo y recupero de fluidos en los pozos como se muestra en el cuadro N° 3.4.

**Tabla N° 3.4: Optimización de la producción con Bombeo Mecánico.**

POZO	UNIDAD	L.C.(PULG.)	NA (PULG.)	CAMBIO	RAZÓN	BOPDI	BOPDF	ΔBOPD
13265	C-80-119-54	34	2803	Aumento de GPM	Buen aporte de reservorio	4	7	3
6858	C-220-212-74	74	8219	Se dio mas horas de recuperó, 2Hrs.(trabajo)x 4Hrs(recuperó)	Bajo aporte del reservorio	5	7	2
13302	C-80-119-54	54	2672	Se disminuyó carrera, 1Hrs.(trabajo)x 2Hrs(recuperó)	Bajo aporte del reservorio	6	8	2
506	C-57-89-42	32	4357	Se dio mas tiempo de trabajo, 2Hrs.(trabajo)x 2Hrs(recuperó)	Buen aporte de reservorio	3	5	2
7812	C-40-89-42	33	3524	Se dio mas horas de recuperó, 1Hr.(trabajo)x2.5Hrs(recuperó)	Bajo aporte del reservorio	9	12	3
13236	C-160-212-74	74	7414	Se dio mas tiempo de trabajo, 2.5Hrs.(trabajo)x 3Hrs(recuperó)	Buen aporte de reservorio	6	9	3
13307	C-57-89-42	42	3278	Se disminuyó carrera, 1.5Hrs.(trabajo)x 3Hrs(recuperó)	Bajo aporte del reservorio	6	8	2
13231	C-160-212-74	74	7490	Se disminuyó carrera, 2Hrs.(trabajo)x 3.5Hrs(recuperó)	Bajo aporte del reservorio	7	10	3
2308	C-57-89-42	32	4656	Se aumento la carrera, 1Hrs.(trabajo)x 2Hrs(recuperó)	Buen aporte de reservorio	11	15	4
325	C-40-89-42	32	3686	Se aumento la carrera, 3Hrs.(trabajo)x 3Hrs(recuperó)	Buen aporte de reservorio	8	10	2
Producción incremental								26

**Fuente:** PRJ WELL DATA SERVICES E.I.R.L.

### 3.8.2 Mejora de la producción por estimulación (Baleo, fracturamiento y acidificación)

Teniendo en cuenta que la estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales de flujo en la formación productora para facilitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo.

Las principales razones para estimular el pozo mencionado son: Baja permeabilidad, formaciones con daño y disminución fuerte de la permeabilidad en la zona completada.

La zona que más afecta la productividad de los pozos es la zona completada o zona de disparos por disminución de la permeabilidad de la formación.

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la relación de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos.

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

Otros factores geométricos importantes en casos especiales:

- Penetración parcial.
- Desviación del pozo.
- Radio de drenaje.

Por ello se realizaron distintas pruebas a los pozos como la restauración de presión, encontrando en ellos valores de skin entre 3 a 7, indican daño en la formación.

El equipo multidisciplinario de la empresa basado en la información geológica, registros eléctricos, registros de producción determino realizar en los pozos rebaleos, baleo con fracturamiento y acidificaciones de lavado o limpieza someros y matriciales.

### 3.8.3 Estimulación por fracturamiento hidráulico

En los yacimientos petroleros del Noroeste que incluye el lote VI tienen baja permeabilidad se realiza en forma rutinaria el tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico. Los fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados

a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. El apuntalante constituido por arenas de un tamaño determinado se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo.

**Tabla No 4.2: Mejora de la producción por fractura miento hidráulico.**

POZO	TRABAJO	ETAPAS	FORMACIÓN	COSTO (M\$)	COSTO (M\$)+IGV (M\$)	BOPDI	BOPDF	ΔBOPD
13251	Baleo+Frac.	2	Pariñas inferior y superior	42	49.56	15	60	45
6858	Rebaleo	1	Mogollón	12	14.16	7	30	23
13302	Baleo+Frac.	2	Pariñas inferior y superior	44	51.92	7	30	2
506	Rebaleo	1	Helico	12	14.16	3	12	9
7812	Baleo+Frac.	1	Basal Salina	23	27.14	10	45	35
13236	Rebaleo	1	Ostrea	13	15.34	7	15	8
13307	Baleo+Frac	1	Meza	44	12.98	8	25	17
13231	Baleo+Frac.	2	Pariñas inferior y superior	44	51.92	7	20	13
2308	Rebaleo	1	Mogollón	13	15.34	8	15	7
<b>Costo total (M\$)</b>					253.7	<b>Incremento (BOPD)</b>		159

### 3.8.4 Mejora de la producción por medio de la acidificación

La operación de estimulación mediante la inyección de ácido en algunos pozos del lote VI usualmente ácido clorhídrico HCl de baja concentración, se inyecta en la formación de carbonato a una presión mayor a la presión de fractura de la formación. El ácido circulante tiende a decapar las caras de la fractura según un patrón no uniforme, formando canales conductores que permanecen abiertos sin un agente de sostén o apuntalante después de cerrada la fractura. La longitud de la fractura atacada con ácido limita la efectividad de un tratamiento de fracturamiento por acidificación. La longitud de la fractura depende de las fugas y del consumo de ácido. Si las características de pérdidas de fluido del ácido son pobres una fuga excesiva terminará la extensión de la fractura. De manera similar si el ácido se consume con demasiada rapidez la porción atacada con ácido de la fractura será demasiado corta. El principal problema en el fracturamiento por acidificación es el desarrollo de agujeros de gusano en la cara de la fractura; estos agujeros de gusano incrementan el área de superficie reactiva y causan fugas excesivas y rápido consumo del ácido. En alguna medida este problema puede solucionarse usando aditivos de pérdida de fluido inertes para puentear los agujeros de gusano o mediante la utilización de ácidos viscosificados.

**Tabla No 4.3 Cuadro estimulación con ácido**

<b>Pozo</b>	<b>TIPO (Acidificación)</b>	<b>ETAPAS</b>	<b>COSTO (M\$)</b>	<b>(COSTO+IGV) (M\$)</b>	<b>BOPDI</b>	<b>BOPDF</b>	<b>ΔBOPD</b>
13227	Matricial	1	15	117.7	21	50	29
13243	Spot	1	10	11.8	17	30	13
7782	Matricial	1	15	117.7	10	35	25
6637	Spot	1	10	11.8	7	15	8
<b>COSTO TOTAL (M\$)</b>				<b>259</b>	<b>INCREMENTO (BOPD)</b>		<b>75</b>

**Tabla No 4.3 Cuadro Mejora de la producción con mediciones físicas**

<b>INGRESO POR OPTIMIZACIÓN CON MEDICIONES FÍSICAS (\$/Bls.)</b>				
Tipo de servicio	N de pozos	ΔBOPD	\$/Bls.	Ingreso (M\$)
Acido	10	26	60	1560
Ingreso total (M\$)				1,560



## CAPITULO IV DISCUSIÓN Y RESULTADOS

### 4.1. DISCUSIÓN

#### 4.1.1. Egresos

Para los egresos se consideran los impuestos, regalías, costo de los servicios de fracturamiento, baleo y ácidos.

**TABLA 4.1.**

Tipo de servicio	N de pozos	Costo (M\$)
Acido	4	259
Fracturamiento+ baleo	9	253.7
Regalías (35%/Ingresos)		4,914
Mediciones físicas	10	1.7
Costo total (M\$)		5428.4

#### 4.1.2. Ingresos

Los ingresos se obtienen por la venta del crudo adicional a la producción antes de estimular las formaciones productivas por el baleo, fracturamiento, mediciones físicas y acidificación.

**TABLA 4.2**

Tipo de servicio	N de pozos	ΔBOPD	\$/Bls.	Ingreso (M\$)
Acido	4	75	60	4500
Fracturamiento+ baleo	9	159	60	9540
Mediciones físicas	10	26	60	1560
Ingreso total (M\$)				15,600

#### 4.1.3. Calculo de rentabilidad

Cálculo del estado de ganancias y pérdidas para una evaluación económica

**Tabla 4.3. Estado de ganancias y pérdidas para una evaluación económica.**

<b>ESTADO DE GANACIAS Y PERDIDAS PARA UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA (M\$)</b>					
AÑOS	1	2	3	4	5
INGRESOS	15600	16120	15080	15340	15600
GASTOS ADMINISTRATIVOS	156	161.2	150.8	153.4	156
GASTOS VENTAS	0.78	0.806	0.754	0.767	0.78
GASTOS DEPRODUCCIÓN	5428.4	5428.4	5428.4	5428.4	5428.4
UTILIDAD OPERATIVA	10014.82	10529.59	9500.05	9757.43	10014.82
DEPRECIACIÓN	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
MONTO IMPONIBLE	10014.8	10529.57	9500.03	9757.41	10014.8
IMPUESTOS	3004.44	3158.87	2850.01	2927.22	3004.44
UTILIDAD NETA	7010.36	7370.70	6650.02	6830.19	7010.36

**TABLA 4.4. FLUJO NETO DE FONDOS**

<b>FLUJO NETO DE FONDOS PARA UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA (M\$)</b>						
<b>AÑOS</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>INVERSIÓN</b>	5428.4					
<b>UTILIDAD NETA</b>	0	7010.36	7370.7	6650.02	6830.19	7010.36
<b>DEPRECIACIÓN</b>	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
<b>FLUJO NETO DE FONDOS</b>	- 5428.4	7010.38	7370.72	6650.04	6830.21	7010.38

**VPN AÑO 0; INTERES: 23% = 14,406.33**  
**TIR = 129%**

## **4.2. RESULTADOS**

### **4.2.1. Análisis y discusión de resultados**

Para realizar el cálculo de la rentabilidad se consideró una tasa del 23% anual y la tasa de impuesto a la renta del 30% anual.

Los precios del crudo para años futuros se determinó en base a los pronósticos de especialistas en el tema a nivel internacional.

<b>AÑOS</b>	<b>\$/Bls.</b>
2019	60
2020	62
2021	58
2022	59
2023	60

Además, se determinó para este proyecto los gastos administrativos (GA), gasto por ventas (GV) un porcentaje de los ingresos anuales (IA) y la depreciación como se muestra en el cuadro siguiente

<b>ITEM</b>	<b>%/IA</b>
GA	1
GV	0.5
GP	5428.4
DP	0.02

El proyecto es rentable y la inversión se recupera en menos de un año, debido a los buenos precios del petróleo.

## CONCLUSIONES

- Con la implementación del esquema integral de productividad de pozos se permite obtener un factor de recuperación mayor del volumen original de petróleos del yacimiento, prolongando la vida productiva de los pozos, atenuando o revirtiendo la declinación natural.
- Al implementar el esquema integral se logra identificar los problemas que afectan al Lote VI por lo consiguiente identificar las soluciones más prontas posibles para evitar el alargamiento temporal de dichos problemas y de esta manera lograr estabilizar la producción o incluso mejorarla.
- El logro del éxito del proyecto requiere procesos precisos, enfocados a cumplir con la identificación de problemas y la aplicación de estimulaciones o estudios exactos, así como contar con un plan de seguimiento, desempeño y retroalimentación de los proyectos de productividad de pozos.
- La aplicación correcta del esquema integral de productividad de pozos propuesto fomenta la competitividad del personal tanto interno como externo, obteniendo beneficios para la industria petrolera.
- Continuar aplicando el proceso de selección de soporte técnico para los proyectos de productividad de pozos nos permite disminuir los costos de asistencia técnica especializada externa, aumentando la calidad de los asesores y/o mentores, mediante el factor clave de competitividad.
- Después de conseguir la aprobación del proyecto se estima que la mejora de la rentabilidad del lote iría aumentando, por consiguiente con un estudio realizado anteriormente tenemos el estimado de que la producción del pozo se elevaría significativamente y como resultado tendríamos una mayor cantidad de ingresos respecto a los años anteriores.

## **RECOMENDACIONES**

- Para la mejora de las condiciones de productividad de los pozos, es necesario la toma de información con pruebas de producción completas.
- Monitorear continuamente los pozos con pruebas de mediciones físicas para tener control del estado de las unidades de sub suelo, superficie y el aporte del reservorio
- Realizar pruebas de restauración de presión en los pozos cada año para determinar la energía del reservorio y el estado de las permeabilidades del reservorio.
- Realizar seguimiento de la producción después de un nuevo servicio con pruebas de producción y mediciones físicas
- Tener un buen control en los pozos que producen incrustaciones como carbonatos mediante un buen tratamiento químico
- Evaluar los pozos con swab para instalar unidades de bombeo mecánico por su buen aporte
- Se recomienda la integración del esquema integral de productividad de pozos en el desarrollo de los futuros ingenieros petroleros, relacionarlos con geólogos, geofísicos e ingenierías afines con la finalidad de tener contacto con la sinergia necesaria para el exitoso desarrollo del esquema integral de productividad en la industria petrolera.

## BIBLIOGRAFÍA

- Apuntes de terminación de pozos. Lilia Simona González Maya. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2005.
- Conceptos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales en la geología de yacimientos de fluidos. Arturo Rey Martínez Cedillo Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2005.
- Conceptos de Well Performance, Nota técnica. Marcelo Hirschfelt-Oilproduction.net/Rodrigo Ruiz.
- Control de agua. Oilfield Rewiew. Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphick, Fikri Kuchuk, Chrisrian Romano, Leo Roodhart. Verano 2000.
- Evaluación integral del comportamiento de producción de un pozo. Jorge Martínez Flores. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 1999.
- Fundamentos de la estimulación matricial en pozos petroleros, caso práctico de campo. Josué Fidel Méndez Zúñiga. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2009.
- Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T.E.W. Nind. Trent University, Ontario, Canadá. 1987.
- La lucha contra las incrustaciones oilfield. Remoción y prevención. Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Ashley Miller, George King. Otoño 1999.
- Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros, M.I. Carlos Islas Silva.
- Production optimization. Beggs. Using NODAL Analisis. H.D. 1991.
- Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. Dr. Jetzabeth Ramírez Sabag. AI. 2008.
- Transporte de hidrocarburos por ductos. Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, AC. 1991.
- Tubería flexible. Javier Martínez Cano, Rolando Luna Pasten. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. 2007.
- Valores de corte de parámetros petrofísicos utilizados en la caracterización de yacimientos petroleros. Yaneli Isi Baranda Betanzos, Francisco Medrano Santiago. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. UNAM. Abril 2011.